

EDSON MARCELO VALTER

**TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA:
CUSTOS MARGINAIS APLICADOS ÀS CLASSES
DE CONSUMIDORES**

FLORIANÓPOLIS

2006

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA:
CUSTOS MARGINAIS APLICADOS ÀS CLASSES
DE CONSUMIDORES**

Dissertação submetida à
Universidade Federal de Santa Catarina
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica

EDSON MARCELO VALTER

Florianópolis, Julho de 2006.

TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA CUSTOS MARGINAIS APLICADOS ÀS CLASSES DE CONSUMIDORES

Edson Marcelo Valter

‘Esta dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em *Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica*, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.’

Prof. C. Celso de Brasil Camargo, D. Eng.
Orientador

Prof. Nelson Sadowski, Dr.
Coordenador do Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Prof. C. Celso de Brasil Camargo, D. Eng.
Presidente

Prof. Jorge Coelho, D.Sc

Prof. Raimundo C. G. Teive, D.Eng

Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA CUSTOS MARGINAIS APLICADOS ÀS CLASSES DE CONSUMIDORES

Edson Marcelo Valter

Julho / 2006

Orientador: C. Celso de Brasil Camargo, D. Eng.

Área de Concentração: Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica

Palavras-chave: Tarifa de Energia Elétrica, Custos Marginais, Setor Elétrico Brasileiro, Curvas de Carga.

Número de Páginas: 96 (Noventa e seis)

Este trabalho baseia-se no estudo da metodologia do cálculo de custos marginais de expansão, aplicados na elaboração das tarifas de energia elétrica, para diferentes classes de consumidores de cada nível de tensão. Atualmente são aplicadas as metodologias da Lei da quantidade de obra (LQO) e do Custo Incremental Médio de Longo Prazo (CIMLP). Estes Custos Marginais são aplicados para cada nível de tensão considerado e posteriormente um estudo estatístico é realizado a fim de alocar os custos às classes de consumidores relevantes do sistema em um estudo de agrupamento de consumidores. No presente trabalho, um caso exemplo foi elaborado a fim de mostrar possíveis distorções quando da não aplicação de tarifas personalizadas para cada perfil de carga representativo. Desta forma, muitos consumidores podem ter seus custos baseados em um perfil de carga que não corresponde ao seu verdadeiro comportamento de carga. O Estudo realizado neste trabalho mostra a necessidade da aplicação de diferentes tarifas de energia elétrica para cada grupo consumidor com base no seu perfil de carga e no nível de tensão em que está conectado, de forma que sejam preservados os princípios da neutralidade que visa garantir próximo da igualdade a relação entre a tarifa paga pelo consumidor e seu custo marginal, da igualdade que prevê a tarifação de forma semelhante para todos os consumidores, e o princípio da eficácia que visa o incentivo ao uso racional de energia.

Abstract of Dissertation presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

TARIFF OF ELECTRICAL ENERGY, A COSTUMER CLASS MARGINAL COST APPLICATION

Edson Marcelo Valter

July / 2006

Advisor: C. Celso de Brasil Camargo, D. Eng.

Area of Concentration: Electrical Energy Systems Planning

Keywords: Electrical Tariff, Marginal cost, Electrical Sector, Load Curves.

Number of Pages: 96 (Ninety six)

This essay presents and brings to discussion the study of marginal cost applied to the electrical tariff design for different load curves into each voltage level. Currently, in Brazil, there are two methodologies of marginal costs calculation: Long Term Incremental Mean Cost – LTIMC and Expression of Amount in Reinforcement - EAR. This study shows that the marginal costs should be applied for each voltage level, followed by a statistical analysis to allocate the costs to each significant costumer load curve. Nowadays, the electrical energy tariff concerns only voltage level and demand class. The costumer behavior is considered only in low voltage level. This work presents, as well, a hypothetic case that demonstrates possible tariff distortions due to not applying methodology to all costumers load curves. Therefore, some costumers can be charged with a tariff that is based on a not fair marginal cost. For a fair, effective and neutral tariff design, it is necessary to apply methodologies which preserve these principles, assigning the costs to the real responsible for them. This means that the costumer, who generates a higher cost, should be charged for it and there should not be cross-subsidies in calculation of the technical based reference tariff.

SUMÁRIO

SUMÁRIO.....	V
LISTA DE ILUSTRAÇÕES.....	VII
LISTA DE TABELAS	VIII
LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS.....	IX
1 INTRODUÇÃO.....	1
1.1 MOTIVAÇÃO	1
1.2 OBJETIVOS.....	2
1.2.1 Objetivo Geral.....	2
1.2.2 Objetivos Específicos	2
1.3 METODOLOGIA UTILIZADA.....	3
1.4 RELEVÂNCIA DO TRABALHO.....	4
1.5 LIMITAÇÕES DO TRABALHO.....	4
1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO	5
1.7 RESUMO.....	5
2 REVISÃO DA LITERATURA.....	7
2.1 INTRODUÇÃO	7
2.2 EVOLUÇÃO TARIFÁRIA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	8
2.2.1 A Tarifa Monômnia até 1968.....	8
2.2.2 A Tarificação Diferenciada de 1968 a 1982	8
2.2.3 Implantação da Estrutura Tarifária Marginalista - Década de 80	10
2.3 NÍVEL TARIFÁRIO E ESTRUTURA TARIFÁRIA	12
2.3.1 Modalidades de Estrutura Tarifária	13
2.3.2 Estrutura Tarifária Brasileira.....	16
2.4 TARIFA DE REFERÊNCIA E TARIFA INTEGRADA.....	19
2.4.1 Tarifa de Referência	19
2.4.2 Tarifa Integrada com Base nos Custos Marginais	20
2.5 CARACTERIZAÇÃO DE CARGA.....	22
2.6 CUSTOS MARGINAIS.....	24
2.6.1 Definição.....	24
2.6.2 Métodos Utilizados para Determinação dos Custos Marginais de Expansão das Redes de Distribuição de Energia Elétrica	26
2.6.3 Vantagens e Desvantagens de Cada Método	28
2.6.4 Custo Marginal de Capacidade.....	29
2.6.5 Custo Marginal de Energia.....	30
2.6.6 Custo Marginal e Tarifa de Energia Elétrica.....	30
2.7 NECESSIDADE DE UMA NOVA ABORDAGEM NA ELABORAÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA	31
3 FUNDAMENTAÇÃO MATEMÁTICA PARA AVALIAÇÃO DOS CUSTOS MARGINAIS	33
3.1 INTRODUÇÃO	33
3.2 CÁLCULO DO CUSTO MARGINAL PARA CADA NÍVEL DE TENSÃO.....	34
3.2.1 LQO – Lei da Quantidade de Obras	34
3.2.2 CIMLP – Custo Incremental Médio de Longo Prazo.....	36

3.3	CUSTOS ASSOCIADOS AOS CONSUMIDORES	39
3.3.1	Cálculo do Custo Marginal de Capacidade.....	39
3.3.2	Custo Marginal de Energia.....	42
3.3.3	Custo Marginal Total.....	45
3.4	CARACTERIZAÇÃO DA CARGA	45
3.5	PASSAGEM DO CUSTO MARGINAL ÀS TARIFAS DE REFERÊNCIA	45
3.6	RESUMO.....	48
4	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DESENVOLVIDA PARA A AVALIAÇÃO DOS CUSTOS MARGINAIS	49
4.1	INTRODUÇÃO	49
4.2	CASO EXEMPLO	50
4.2.1	Caracterização da Carga.....	52
4.3	DETERMINAÇÃO DO CUSTO MARGINAL POR NÍVEL DE TENSÃO	56
4.3.1	Desenvolvimento do Software de Cálculo dos Custos Marginais	57
4.3.2	Custo Marginal por Nível de Tensão.....	57
4.4	CUSTOS MARGINAIS DE CAPACIDADE	61
4.4.1	Responsabilidade de Potência	62
4.4.2	Custos Marginais de Capacidade.....	67
4.5	CUSTO MARGINAL DE ENERGIA	68
4.6	CUSTO MARGINAL TOTAL	68
4.7	PASSAGEM DOS CUSTOS MARGINAIS ÀS TARIFAS DE REFERÊNCIA	69
4.8	COMPARAÇÃO ENTRE OS CUSTOS MARGINAIS E TARIFA DE REFERÊNCIA	71
4.9	RESUMO.....	75
5	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	76
5.1	CONCLUSÕES PRELIMINARES	76
5.1.1	Referente aos Objetivos Específicos	76
5.1.2	Referente ao Objetivo Geral.....	77
5.2	RESUMO.....	79
5.3	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	80
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	81
7	APÊNDICE A	84

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

<i>Figura 2. 1 - Tarifa Monômia: kWh x R\$/kWh</i>	<i>14</i>
<i>Figura 2. 2 - Tarifa Binômia: kWh x R\$/kWh + kW x R\$/kW.....</i>	<i>14</i>
<i>Figura 2. 3 – Obtenção das tarifas de referência</i>	<i>20</i>
<i>Figura 2. 4 - Obtenção da Tarifa Integrada.....</i>	<i>22</i>
<i>Figura 2. 5 - Processo de Caracterização da Carga</i>	<i>23</i>
<i>Figura 2. 6 - Ex: Custo x Demanda.....</i>	<i>25</i>
<i>Figura 3. 1 - Responsabilidade de Potência.....</i>	<i>42</i>
<i>Figura 3. 2 - Responsabilidade de Energia</i>	<i>44</i>
<i>Figura 3. 3 - Aproximação das Tarifas de Referência aos Custos Marginais.....</i>	<i>46</i>
<i>Figura 4. 1 - Digrama Unifilar Simplificado.....</i>	<i>51</i>
<i>Figura 4. 2 - Tipologias de Carga do Subgrupo A4 – 10 a 50kW (em pu da média)</i>	<i>53</i>
<i>Figura 4. 3 - Tipologias de Carga do Subgrupo A4 - acima de 500kW (em pu da média).55</i>	<i>55</i>
<i>Figura 4. 4 - Cálculo do CIMLP para nível de tensão 30kV a 44kV</i>	<i>58</i>
<i>Figura 4. 5 - Cálculo do CIMLP para nível de tensão 69kV.....</i>	<i>58</i>
<i>Figura 4. 6 - Cálculo do CIMLP para nível de tensão 88kV a 138kV</i>	<i>59</i>
<i>Figura 4. 7 - Histórico de Investimentos para o nível A4.....</i>	<i>60</i>
<i>Figura 4. 8 - Dados para cálculo do CM a partir da LQO</i>	<i>60</i>
<i>Figura 4. 9- Custo Marginal de Expansão para o nível A4.....</i>	<i>61</i>
<i>Figura 4. 10 - Custos totais no posto ponta.....</i>	<i>70</i>
<i>Figura 4. 11 - Custos totais no posto fora de ponta.....</i>	<i>71</i>
<i>Figura 4. 12 - Custos Marginais de Potência para Clientes com demanda entre 10kW e 50kW e Tarifa de Referência de Potência para o Nível A4.....</i>	<i>72</i>
<i>Figura 4. 13 - Custos Marginais de Potência para Clientes com demanda acima de 500kW e Tarifa de Referência de Potência para o Nível A4</i>	<i>72</i>
<i>Figura 4. 14 - Custos Marginais de Energia para Clientes com demanda com demanda entre 10kW e 50kW e Tarifa de Referência de Energia para o Nível A4</i>	<i>73</i>
<i>Figura 4. 15 - Custos Marginais de Energia para Clientes com demanda acima de 500kW e Tarifa de Referência de Energia para o Nível A4</i>	<i>74</i>

LISTA DE TABELAS

<i>Tabela 2. 1 – Exemplo de tarifa em blocos de consumo.....</i>	<i>15</i>
<i>Tabela 2. 2 - Classe de Consumidores do Grupo A</i>	<i>17</i>
<i>Tabela 2. 3 - Estrutura da tarifa horo-sazonal azul.....</i>	<i>18</i>
<i>Tabela 2. 4 – Estrutura da tarifa horo-sazonal verde.....</i>	<i>18</i>
<i>Tabela 2. 5 - Classe de Consumidores do Grupo B</i>	<i>19</i>
<i>Tabela 2. 6 Metodologia para Cálculo do CM para níveis de tensão.....</i>	<i>26</i>
<i>Tabela 4. 1 - Proporção do Fluxo de Energia</i>	<i>51</i>
<i>Tabela 4. 2 - Participação das Atividades Econômicas na Faixa de Demanda de 10 a 50 kW</i>	<i>52</i>
<i>Tabela 4. 3 - Demandas e FC dos Consumidores do Subgrupo A4 entre 10kW e 50kW ...</i>	<i>54</i>
<i>Tabela 4. 4 - Participação das Atividades Econômicas na Faixa de Demanda Acima de 500kW</i>	<i>54</i>
<i>Tabela 4. 5 - Demandas e FC dos Consumidores do Subgrupo A4 e consumo acima 500kW</i>	<i>56</i>
<i>Tabela 4. 6 - Metodologias aplicada para cada Nível de Tensão.....</i>	<i>57</i>
<i>Tabela 4. 7 - Custo de Expansão do Caso Exemplo.....</i>	<i>61</i>
<i>Tabela 4. 8 - Fator de Coincidência para as Tipologias do Caso Exemplo.....</i>	<i>62</i>
<i>Tabela 4. 9 Fator α e β para o Nível A4</i>	<i>63</i>
<i>Tabela 4. 10 - Fator α e β para o Nível A3a.....</i>	<i>63</i>
<i>Tabela 4. 11 - Fator α e β para o Nível A3.....</i>	<i>64</i>
<i>Tabela 4. 12 - Fator α e β para o Nível A2.....</i>	<i>64</i>
<i>Tabela 4. 13 - Probabilidade de Associação dos Clientes às Redes Tipo.....</i>	<i>65</i>
<i>Tabela 4. 14 - Responsabilidade Potência para as Tipologias do Caso Exemplo.....</i>	<i>66</i>
<i>Tabela 4. 15- Fator de Perdas Acumuladas</i>	<i>66</i>
<i>Tabela 4. 16 - Custos Marginais de Capacidade para todos os níveis de Tensão (R\$/KW)</i>	<i>67</i>
<i>Tabela 4. 17 - Custo Maginal de Capacidade Total para as Tipologias do Caso Exemplo (R\$/KW)</i>	<i>67</i>
<i>Tabela 4. 18 - Custo Marginal de Energia do caso exemplo (R\$/KW.ano)</i>	<i>68</i>
<i>Tabela 4. 19 - Custo Marginal Total do caso exemplo</i>	<i>69</i>

LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

AT – Alta Tensão

BT – Baixa Tensão

CIMLP – Custo Incremental Médio de Longo Prazo

CM – Custo Marginal

CMLP – Custo Marginal de Longo Prazo

CMM – Custo Marginal Médio

DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

GLD – Gerenciamento Pelo Lado da Demanda

LQO – Lei da Quantidade de Obras

MT – Média Tensão

O&M – Operação e Manutenção

ONS – Operador Nacional do Sistema

UMTS – Universal Mobile Telecommunications System

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

Dada a importância de alguns serviços públicos como Energia Elétrica, Saneamento Básico, Transporte, Comunicações, tem-se mantido uma importante discussão, no aspecto tarifário, devido a estes serem serviços de necessidades básicas para toda a população de qualquer país do mundo contemporâneo.

Devido ao desenvolvimento do Brasil, a necessidade de investimento no setor elétrico vem se fazendo necessário, para que a sociedade não sofra prejuízos, como os causados pelo racionamento de 2001, fruto da falta de investimento e planejamento no setor. Crises como essa, enfrentada pelo Brasil, podem ser evitadas pelo planejamento bem executado pelos órgãos competentes e pelos investimentos necessários no sistema elétrico. O investimento para o setor sempre é muito oneroso, tornando importantes os estudos de aplicação de recursos e gestão da demanda, como é o caso do estudo das metodologias de tarifação.

A Tarifa baseada no Custo Marginal preserva a justiça tarifária, uma vez que os custos gerados por determinadas classes de consumidores são utilizados no cálculo das tarifas atribuídas a estes. Os Custos Marginais são utilizados no cálculo da tarifa de referência, que posteriormente é utilizada para o cálculo da tarifa integrada podendo ainda fazer o uso de subsídios cruzados.

A Tarifa de Energia Elétrica baseada no CMLP, Custo Marginal de Longo Prazo vem sendo utilizado no setor elétrico desde os anos 80. Atualmente esta tarifa é aplicada pelas concessionárias brasileiras, para cada nível de tensão e classe de consumo, e é diferenciada apenas por pequenos agrupamentos de consumidores, residencial, comercial, industrial na baixa tensão. Nos demais níveis as tarifas são baseadas apenas no nível ao qual o consumidor é atendido e sua classe de consumo, independente do tipo de consumo, e conseqüentemente tipologia de carga. Isso faz com que várias classes de consumidores menos onerosas para o setor paguem por custos não geradas por elas.

Atualmente, apenas alguns consumidores de médio e grande porte têm sua tarifa diferenciada no horário de ponta e fora de ponta, período seco e úmido, e tem sua tarifa

separada em uma componente demanda e energia (horo-sazonal). Desde a aplicação da chamada “Nova Tarifa de Energia Elétrica” na década de oitenta a estrutura tarifária permaneceu inalterada. Já nesta época se defendia o benefício de uma tarifa diferenciada para consumidores de pequeno porte, porém, questões tecno-econômicas tornavam esta aplicação inviável.

Os recentes avanços tecnológicos no campo da medição bem como telecomunicações, têm proporcionado reduções substanciais nos custos de equipamentos para este fim, tornando cada vez mais viável a implantação de tarifas diferenciadas para um número muito maior de consumidores. O atual cenário nacional e internacional, de Energia Elétrica, mostra cada vez mais a necessidade desta evolução na área de tarifas de energia, uma vez que a otimização de recursos é imprescindível e a aplicação de tarifas diferenciadas, baseadas nos reais custos gerados por cada classe de consumidor não trás apenas benefícios para a concessionária que otimizarias seus recursos, mas para o consumidor que deve pagar os custos por ele impostos no sistema e para a sociedade que tem a utilização dos recursos naturais minimizados.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

Face ao exposto no item anterior, o presente trabalho tem como objetivo, propor uma nova abordagem no cálculo da tarifa de energia elétrica do Setor Elétrico Brasileiro. O trabalho busca comparar a Tarifa de Referência, determinada por uma metodologia utilizada desde os anos 80, com o verdadeiro custo marginal de cada classe de consumidor, afim de justificar o estudo para uma nova abordagem da tarifa de energia elétrica (estrutura tarifária e nível tarifário). A nova abordagem deve considerar não apenas a classe de tensão, classe de consumo (demanda) e períodos do ano, mas considerar o perfil de carga de cada classe de consumidor.

1.2.2 Objetivos Específicos

Como objetivos específicos e decorrentes do cumprimento do objetivo geral, pode-se citar:

- Apresentar os métodos de cálculo dos custos marginais utilizados no Setor Elétrico Brasileiro;
- Comparar os métodos;
- Apresentar as vantagens e desvantagens de cada método;
- Mostrar aplicação dos métodos;
- Efetuar o cálculo dos Custos Marginais para diferentes classes de consumidores;
- Comparar a Tarifa de Referência para cada nível de tensão e os custos marginais de cada classe de consumidor.
- Apontar distorções na atual estrutura tarifária, que tarifa os consumidores baseado apenas no nível de tensão de atendimento e demanda.
- Propor o desenvolvimento de uma metodologia de cálculo das tarifas de energia elétrica que considere os custos marginais para cada classe de consumidor.

1.3 Metodologia Utilizada

De modo a se alcançarem os objetivos propostos neste trabalho, a metodologia utilizada foi a análise documental das metodologias aplicadas no cálculo das tarifas no Setor Elétrico Brasileiro e de trabalhos de autores que defendem uma reformulação na estrutura tarifária atual.

A metodologia da análise documental assemelha-se a pesquisa bibliográfica, porém, enquanto a pesquisa bibliográfica utiliza-se fundamentalmente das contribuições dos diversos autores sobre determinado assunto, a pesquisa documental utiliza-se de dados que não receberam tratamento analítico ou que podem ser reexaminados com vistas a uma interpretação nova ou complementar. Pode oferecer base útil para outros tipos de estudos qualitativos e possibilita que a criatividade do pesquisador dirija o estudo por enfoques diferenciados. Na pesquisa documental existem documentos de primeira mão, que não receberam tratamento analítico tais como os documentos conservados em órgãos públicos e instituições privadas, e os documentos de segunda mão que já foram analisados anteriormente, como relatórios de pesquisa, tabelas estatísticas e outros.(GIL, 1994).

Com dados coletados em estudos de casos de outros pesquisadores, devidamente aprovados como detentores de rigor metodológico e credibilidade científica, elaborou-se um caso exemplo. Este compara a atual abordagem no cálculo das tarifas de energia elétrica, baseada nos custos marginais, mas diferenciadas apenas por nível de tensão e classe de consumo, e uma nova abordagem da aplicação dos custos marginais para diferentes classes de consumidores.

Efetuuou-se um estudo das metodologias de cálculo dos custos marginais utilizados no cálculo da tarifa de uso do sistema de distribuição no setor elétrico. Dentre elas a metodologia da Lei da quantidade de obras – LQO e o método do Custo Incremental Médio de Longo Prazo – CIMLP, e suas utilizações, seguido de um estudo da metodologia de cálculo dos custos marginais de potência por classe de consumidor, que configura pesos de responsabilidade pelo custo marginal para cada classe de consumidores alocados em cada nível de tensão.

1.4 Relevância do Trabalho

Com relação à relevância do tema pesquisado e da contribuição de campo pode-se dizer que o presente estudo apresenta grande importância, uma vez que a necessidade de evolução no âmbito de metodologias do cálculo de tarifas de energia elétrica merece uma atenção constante, dado que deve proporcionar eficiência ao sistema, uso racional da energia elétrica e sobretudo ser justa em relação à alocação dos custos àqueles que realmente dão origem aos mesmos.

1.5 Limitações do Trabalho

Como limitação do trabalho pode-se salientar a dificuldade na obtenção de dados reais. Por se tratar de um assunto que envolve dados confidenciais e estratégicos para as Concessionárias dentro de um ambiente competitivo, como é o caso de investimentos de obras, previsão de demanda, receita, etc, torna-se difícil a aquisição destes dados. A indisponibilidade de dados tornou obrigatória a utilização de dados típicos, suficientes para os objetivos do estudo proposto.

1.6 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho foi estruturado em cinco capítulos de modo a propiciar maior entendimento do tema e sequência lógica dos dados apresentados:

No Capítulo 1 são apresentados os objetivos da pesquisa e a motivação que levou a realização da mesma. No Capítulo 2 é feita uma revisão da literatura. São abordados conceitos básicos sobre tarifa de energia elétrica, a atual estrutura tarifária do Brasil, agrupamento de consumidores, métodos para o cálculo dos custos marginais com suas vantagens e desvantagens.

O Capítulo 3 foi dedicado ao detalhamento das metodologias de cálculo dos custos marginais utilizados no Setor Elétrico Brasileiro, com a formulação matemática necessária para a sua aplicação. No Capítulo 4 foi apresentado um caso exemplo de determinação dos custos marginais de potência e energia, necessários para o cálculo da tarifa de referência, para diferentes tipologias de carga e a comparação com sua respectiva tarifa de referência, atualmente calculada para a determinação da tarifa integrada no Setor Elétrico Brasileiro. E por fim, no Capítulo 5, estão sintetizadas as conclusões desta pesquisa seguidas de recomendações para trabalhos futuros.

1.7 Resumo

Este trabalho traz um estudo da aplicação de metodologias para cálculo de tarifas de energia elétrica com base nos custos marginais do sistema.

O Cálculo da tarifa de energia pode ser separado em duas etapas: O levantamento e cálculo dos custos do sistema; e a aplicação destes custos no cálculo das tarifas para cada classe de consumidor considerada.

Neste trabalho buscou-se obter informações sobre o estudo das tarifas elétricas no Brasil, métodos utilizados, diferenças, vantagens e desvantagens dos mesmos bem como uma análise do comportamento das classes de consumidores e suas contribuições nos custos empregados no sistema.

As concessionárias de energia elétrica no Brasil baseiam sua tarifa elétrica nos custos marginais impostos pelos consumidores conectados na sua rede de distribuição. Os

custos são calculados para cada grupo de consumidores, porém o número de agrupamentos é estabelecido apenas por nível de tensão e classe de consumo.

Estudos realizados comprovam que os consumidores que possuem comportamento de carga diferente geram diferentes custos para o sistema, o que sugere a aplicação diferenciada de tarifas. A justiça tarifária é necessária e incentiva o uso racional da energia, uma vez que o consumidor que gera maior custo tenderá a reduzir o consumo ou modificar seu perfil de carga para reduzir o montante pago pela energia consumida por ele.

O Estudo realizado neste trabalho mostra a necessidade da aplicação de diferentes tarifas de energia elétrica para cada grupo consumidor com base no seu perfil de carga e no nível de tensão em que está conectado, de forma que sejam preservados os princípios da neutralidade que visa garantir próximo da igualdade a relação entre a tarifa paga pelo consumidor e seu custo marginal, da igualdade que prevê a tarifação de forma semelhante para todos os consumidores, e o princípio da eficácia que visa o incentivo ao uso racional de energia.

CAPÍTULO 2

REVISÃO DA LITERATURA

2.1 Introdução

A discussão sobre tarifas vem, cada vez mais, assumindo uma posição de destaque nas discussões que envolvem serviços públicos, principalmente os relacionados à energia elétrica, saneamento básico, transportes e comunicações. Estes serviços representam necessidades básicas em qualquer país do mundo contemporâneo, dada a sua importância na qualidade de vida da população. (BITU e BORN, 1993).

A prestação de serviço de eletricidade requer uma tarifa que ao mesmo tempo promova o uso racional por parte do consumidor e a eficiência da empresa prestadora do serviço, com o máximo de qualidade e produtividade. A tarifa baseada nos custos marginais apresenta condições necessárias para que os princípios de eficiência e uso racional sejam desenvolvidos. Por isso, uma estrutura tarifária, com base nos custos marginais, pode proporcionar resultados interessantes do ponto de vista do consumidor, que tem sua tarifa baseada nos custos que ele gera no sistema, do ponto de vista da concessionária, que pode postergar investimentos, e também para a sociedade. A tarifa com base nos Custos Marginais busca atender alguns princípios importantes para a sociedade: Neutralidade, Igualdade e Eficácia. A neutralidade significa que a relação entre a tarifa e o custo é próxima da unidade, a igualdade defende que consumidores semelhantes sejam tarifados igualmente e o princípio da eficácia é o da utilização racional da capacidade instalada e o melhor uso dos excedentes sociais, evitando investimentos desnecessários. (VELSAQUEZ, 2002)

Sob a ótica do consumidor, o conhecimento de uma base tarifária justa associada ao consumo de energia que seja expressa por uma estrutura de preços baseada nos custos marginais, o ajudará a adotar o comportamento mais vantajoso para ele e, por conseguinte, para toda sociedade, dada a possibilidade que tem de mensurar o benefício

decorrente da redução ou deslocamento do respectivo consumo (UEHARA ANTUNES, 2002).

2.2 Evolução Tarifária no Setor Elétrico Brasileiro

2.2.1 A Tarifa Monômnia até 1968

Desde o início da prestação de serviços de energia elétrica no Brasil até 1968, a regra básica da política tarifária era para a justa remuneração do capital investido pelo concessionário, previsto no Artigo 180 do Código de Águas (BRASIL, 1934). A racionalidade no uso dos recursos naturais ainda não era uma preocupação premente no Setor Elétrico Brasileiro. Os grandes projetos de geração de energia elétrica para aumentar sua oferta e impulsionar o desenvolvimento do país não permitiram espaços ao GLD - Gerenciamento pelo Lado da Demanda. O GLD só apareceu com maior destaque, no Brasil, a partir dos anos 80 com a reestruturação das tarifas via teoria marginalista, e depois nos diversos programas de conservação da energia.

A estrutura tarifária esteve, até 1968, resumida a tarifas que refletiam somente os custos da energia consumida (kWh), não importando as demandas impostas pelos consumidores – a tarifa tipo monômnia; aplicadas em diferentes grupos de consumidores. A tarifa monômnia aplicada por tantos anos, quase sempre de forma política, provocou a deterioração da saúde financeira das companhias do setor elétrico.

A tarifa foi utilizada por várias vezes de formas distorcidas, repletas de subsídios e como uma espécie de modulador inflacionário do governo. A conta destas distorções a sociedade só veio a ser paga na última década, com reajustes tarifários muito acima da inflação.

2.2.2 A Tarifação Diferenciada de 1968 a 1982

A partir do final da década de 60 permitiu-se a aplicação de uma tarifa binômnia para os grandes consumidores, e ainda, a possibilidade de utilização de uma estrutura tarifária por blocos de demanda de potência e/ou consumo de energia. O Decreto no 62.724, de 17 de maio de 1968 (BRASIL, 1968), estabeleceu normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica. Pode-se destacar a instauração da tarifa binômnia: “Art. 11 As tarifas a serem aplicadas aos consumidores do

Grupo “A” serão estruturadas sob a forma binômia, com uma componente de demanda de potência e outra de consumo de energia”.

A formação de uma estrutura tarifária, onde os maiores blocos de energia e/ou de potência teriam menores tarifas, foi estabelecida no parágrafo 4º do mesmo artigo:

“Art. 11 § 4o As portarias de fixação de tarifas poderão estabelecer blocos nas taxas de demanda de potência e consumo de energia, aplicáveis aos consumidores do Grupo A, levando-se em consideração o valor da carga demandada e a sua distribuição, com base em estudos a serem apresentados pelo concessionário, à Fiscalização”.

As regras para a determinação da demanda de potência faturável foram estabelecida pelo Art. 12, como sendo o maior valor entre a máxima potência demandada no intervalo de 15 minutos durante o período de faturamento (geralmente o mês) e 85% da maior demanda verificada em qualquer dos 11 meses anteriores. Assim o decreto deixou clara as conseqüências para o usuário por excessos de demanda de potência. Os consumidores do Grupo “B” tiveram suas tarifas definidas da seguinte forma:

“Art. 13 As tarifas a serem aplicadas aos consumidores do Grupo B serão, inicialmente, calculadas sob a forma binômia com uma componente de demanda de potência e outra de consumo de energia e serão fixadas, após conversão, para a forma monômia equivalente, admitindo-se o estabelecimento de blocos”.

O Decreto referido acima, definiu ainda, em seu Capítulo III, sobre a classificação especial de consumidores. O fornecimento rural de energia elétrica foi definido no Art. 16.

Finalmente, deve-se destacar no Art. 20, o subsídio (que era fixado pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE) à tarifa para o fornecimento de energia elétrica a poderes públicos, autarquias, sociedades de economia mista e empresas de utilidade pública. Verifica-se que a política de subsídios cruzados entre grupos de consumidores, foi permanentemente adotada no Setor Elétrico Brasileiro sem o devido conhecimento dos verdadeiros custos de atendimento à cada classe consumidora.

2.2.3 Implantação da Estrutura Tarifária Marginalista - Década de 80

Os anos 80 marcaram, no campo da regulamentação, o início da tarifação baseada nos custos marginais de fornecimento para cada grupo de consumidores em detrimento da tarifação baseada no custo médio do serviço. A seguir são apresentadas as principais legislações do Setor Elétrico Brasileiro sobre o tema.

O Decreto no 86.463/81 (BRASIL, 1981) deu o embasamento legal necessário para que os estudos que foram realizados pelo Setor Elétrico Brasileiro entre 1977 e 1981, objetivando a determinação de uma nova estrutura tarifária, pudessem ser de fato implementados junto às concessionárias de energia elétrica e os consumidores.

O Decreto atribuiu ao DNAEE a faculdade de estruturar as tarifas, estabelecer diferenciações, modificar métodos de medição e faturamento e, ainda, fixar normas e condições para os efeitos aplicação.

Em seu Art. 14 o mesmo decreta: “O custo do serviço do fornecimento de energia elétrica deverá ser repartido, entre os componentes de demanda de potência e de consumo de energia, de modo que cada grupo ou subgrupo, se houver, de consumidores, responda pela fração que lhe couber.” Pode-se considerar este ato como sendo o marco regulatório inicial para a busca da racionalidade do uso da energia elétrica através de tarifas diferenciadas.

Ficou definido ainda em parágrafo único, que: “O critério de repartição das parcelas do custo do serviço entre os componentes tarifários será definido pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE”. Este por sua vez poderia segundo o Art. 3o:

- i) estabelecer diferenciações nas tarifas, bem como modificar os métodos de medição e faturamento, tendo em vista os períodos do ano, os horários de utilização da energia, ou sua distinção;
- ii) fixar normas e condições relativas a casos de opção dos consumidores por mudanças de agrupamento, para efeito de medição e aplicação de tarifas.

O Ministério de Minas e Energia publicou a Portaria no 046 (MME, 1982), em 10 de janeiro de 1982, considerando a necessidade de:

- a) Dispor de uma estrutura tarifária coerente com a estrutura de custos do setor de energia elétrica;
- b) Fundamentar orientações quanto à política de substituições de outros energéticos por energia elétrica;
- c) Orientar decisões sobre o esquema aceitável de transferência de encargos entre as diversas categorias de consumidores;
- d) Racionalizar o processo de escolha de novos investimentos;
- e) Estabelecer uma estrutura de tarifas que oriente o consumo, para as horas e os locais onde o fornecimento é menos oneroso para a Nação, estimulando o uso mais racional do sistema elétrico.

Portaria no 046 resolveu em seu Art. 1º determinar ao DNAEE que considerasse como tarefa prioritária, para o ano de 1982, a implantação de tarifas de energia elétrica diferenciadas conforme os períodos do ano e os horários de utilização da energia. A Portaria também determinou, através de seu Art. 2º, que os concessionários de serviços públicos de energia elétrica estruturassem seus sistemas de medição, leitura e faturamento segundo critérios, prioridades e cronogramas a serem estabelecidos.

A Portaria 165 do DNAEE (DNAEE, 1984), de 05 de novembro de 1984, estabeleceu as condições a serem observadas para o fornecimento de energia elétrica com tarifas diferenciadas, conforme os períodos do ano e os horários de utilização de energia, segundo a estrutura tarifária horo-sazonal.

Diante das significativas mudanças previstas na portaria, aos concessionários couberam importantes funções. O item XXI trazia: “..., o concessionário deverá desenvolver programas específicos de atendimento, informação, orientação e assistência a consumidores enquadráveis nas disposições da presente Portaria, considerando as conseqüências para seu sistema”.

Pode-se observar também, que a tarifação horo-sazonal foi implementada de cima pra baixo, isto é, inicialmente somente os consumidores do grupo “A”, atendidos pelo sistema elétrico interligado e com uma demanda não inferior a 500 kW, puderam ser enquadrados. Posteriormente as demandas superiores a 50 kW foram enquadradas na tarifação horo-sazonal, através da Tarifa Verde. Atualmente existem projetos pilotos para implantação da tarifação horo-sazonal, para a baixa e média tensão, em algumas cidades brasileiras, a tarifa amarela

2.3 Nível Tarifário e Estrutura Tarifária

De acordo com (BITU E BORN, 1993), em linhas gerais pode-se definir nível tarifário como o valor geral dos preços estabelecidos para o fornecimento de energia elétrica que, por sua vez, define a receita total auferida pela concessionária.

Basicamente, o nível tarifário ideal é aquele no qual a concessionária obtém uma receita que cubra os custos e remunere adequadamente os respectivos investimentos, em conformidade com os preceitos regulatórios. Por sua vez, a estrutura tarifária é o parâmetro que define a relatividade de preços praticados nas diversas categorias de consumidores. No Brasil, em termos tarifários, esta classificação considera o nível de tensão de atendimento dos clientes, a intensidade da demanda requerida, a caracterização da utilização da energia e a sazonalidade do consumo. Partindo do princípio da teoria econômica, em que o custo marginal é igual ao custo médio ótimo e ainda, admitindo-se que este valor é o custo do serviço reconhecido pelo Órgão Regulador, a utilização dos custos marginais é adequada para repartição do custo total do serviço entre os diversos tipos de consumidores, na composição da estrutura tarifária. Entretanto observa-se que nem sempre é conveniente se utilizar os custos marginais na definição do nível tarifário, uma vez que as distorções em mercados de serviços ou produtos substitutos e/ou complementares podem conduzir a uma pior alocação final de recursos se uma alteração isolada de preços em direção ao custo marginal é realizada. Com efeito, caso a tarifa fosse definida como o custo total do serviço dividido pelo correspondente mercado global (custo médio) seria determinado um valor único para todas as classes de consumidores, bem como a receita total que cobriria o correspondente custo global. Porém, certamente, esta hipótese implicaria em consequências indesejáveis em termos de sinalização de preços.

Partindo-se do princípio de que os diversos tipos de consumidores imputam custos diferentes ao sistema, alguns estariam pagando a mais e outros a menos relativamente aos efetivos custos que provocam. Este aspecto poderia induzir alguns consumidores a adotar hábitos de uso do sistema que em muitos casos levariam a uma elevação dos custos globais, conduzindo a ineficiência econômica. Em assim sendo, parte-se para a determinação de tarifas diferenciadas para as diversas classes de consumidores, com base na respectiva estrutura tarifária, ou seja, nos custos marginais totais para atender as diferentes classes de consumidores. A sinalização presente nos preços é um instrumento bastante forte para o comportamento do mercado; portanto, qualquer distorção poderá induzir a comportamentos indesejáveis ao equilíbrio *Receita Total / Custo Total*. O consumidor poderia mudar para níveis de tensão onde os respectivos custos são realmente mais baixos que os valores efetivos para seu atendimento, ou seja, o cliente estaria se deslocando para um outro nível onde os custos marginais são mais baixos e, portanto, as tarifas também. Neste caso, os custos não seriam cobertos pela receita total prevista na determinação do nível tarifário. Desta forma, conclui-se que a determinação correta dos custos marginais do sistema nos diferentes níveis de tensão é de vital importância na avaliação da estrutura tarifária, essencial para o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária. É equivocado o raciocínio de que um custo marginal de expansão mais elevado pode levar a tarifas e receitas mais elevadas, pois, conforme salientado, o custo marginal não deve definir o nível tarifário, e sim a estrutura tarifária que é a relatividade dos preços entre os consumidores que requerem diferentes níveis de custos para serem atendidos. Essa relatividade avaliada incorretamente induz a comportamentos equivocados dos mercados (ANTUNES, 2002).

2.3.1 Modalidades de Estrutura Tarifária

2.3.1.1 Tarifas Monômias

É a forma mais comum de estrutura tarifária que contempla somente o uso de um preço para energia consumida (kWh) ao longo de um período de tempo, normalmente, um mês. Nesta tarifa o valor a ser pago é calculado a partir de um único preço por kWh consumido em um determinado período. (BITU E BORN, 1993)

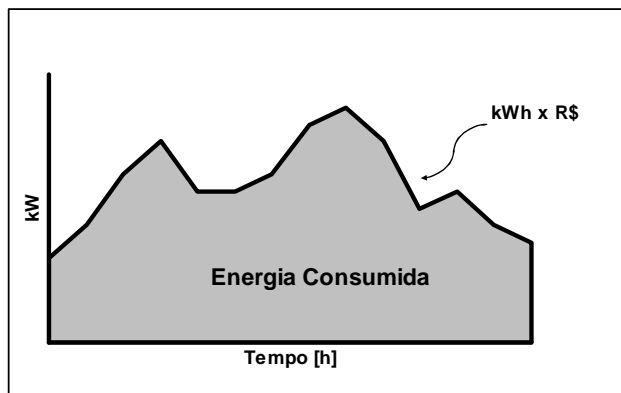


Figura 2. 1 - Tarifa Monômnia: kWh x R\$/kWh

2.3.1.2 Tarifas Binômias

A tarifa binômia é aquela que apresenta uma parcela referente à componente de energia consumida e outra referente à potência máxima demandada (pico). A forma mais utilizada é aquela que considera o faturamento separado do consumo de energia e da demanda de potência máxima. Deve-se observar que o consumidor, caso sua máxima potência não seja observada no período da ponta do sistema, pode ser penalizado com uma tarifa superior aos custos que impõe ao sistema. Isto é necessário para evitar sobrecargas no sistema devidamente dimensionado para um grupo de consumidores com cargas máximas conhecidas. (BITU E BORN, 1993)

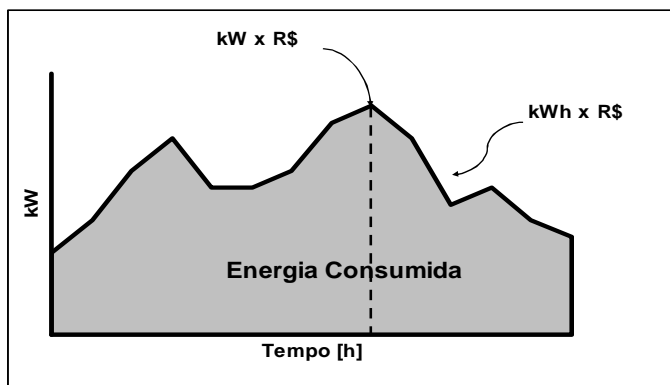


Figura 2. 2 - Tarifa Binômnia: kWh x R\$/kWh + kW x R\$/kW

2.3.1.3 Tarifas em Blocos

Aquelas na qual o preço unitário varia de acordo com o total de kWh consumido. É usada geralmente para beneficiar os consumidores de baixa renda quando tem preços mais reduzidos para os primeiros blocos de consumo. Nesta situação, pode ser chamada de tarifa crescente em blocos ou tarifa progressiva. (BITU E BORN, 1993)

Tabela 2. 1 – Exemplo de tarifa em blocos de consumo

Preço	Faixa de Consumo
R\$/kWh x 1.9	mais de 500kWh
R\$/kWh x 1.4	200 a 500kWh
R\$/kWh x 1.2	100 a 200kWh
R\$/kWh	0 a 100kWh

2.3.1.4 Tarifas Horo-Sazonais

Quando a medição de energia e potência é registrada em uma sequência de períodos mais curtos, é possível aplicar uma tarifa diferenciada segundo o momento da utilização. Horo porque são diferenciadas segundo as horas do dia (na ponta e fora da ponta, por exemplo), sazonais porque são diferenciadas também segundo as estações do ano (período úmido e período seco, por exemplo). (BITU E BORN, 1993)

2.3.1.5 Tarifas Interruptíveis

Tarifa interruptível, também conhecida como tarifa para disponibilidade eventual de energia, é uma forma extrema de tarifação diferenciada. O Consumidor concorda em ser desconectado caso exista uma dificuldade de fornecimento de energia por parte da concessionária. A tarifa interruptível pode ser monômia ou binômia e normalmente é bem baixa, porque tais fornecimentos não sobrecarregam o sistema. (BITU E BORN, 1993)

2.3.1.6 Tarifas em função do tempo de utilização

Essas tarifas são determinadas em função do tempo de utilização dos consumidores, ou seja, em função de seu fator de carga (relação entre demanda média e a demanda máxima). Podem ser classificadas em tarifas de curta, média e longa utilização, as quais variam em função dos custos respectivos em cada período.

O tempo de utilização também pode ser definido como sendo o número de horas de uso da potência máxima que o consumidor necessitaria para produzir o seu consumo num período determinado, por exemplo, consumo anual, ou consumo por posto tarifário. (BITU E BORN, 1993)

2.3.1.7 Tarifas variáveis em função do preço do produto

Essas tarifas consideram os custos de fornecimento e o preço dos produtos finais dos consumidores. São destinadas aos consumidores eletrointensivos e são vinculadas à comercialização de grandes blocos de energia. Permitem viabilizar a produção de certos consumidores eletrointensivos de forma competitiva. Apresenta-se em duas formas, com diferimento (adiamento) e sem diferimento.

As tarifas com diferimento guardam neutralidade entre o consumidor e a empresa concessionária. Esse diferimento é realizado através de uma conta de compensação. O consumidor paga uma tarifa em função do preço internacional de seu produto, sendo feita uma compensação com base na tarifa normal, para posterior acerto de contas entre o consumidor e o concessionário. (BITU E BORN, 1993)

2.3.1.8 Tarifas Instantâneas

Tarifas instantâneas ou tarifas *spot* são aquelas cujos valores variam em períodos curtos de tempo. Sua determinação é feita com base nos custos marginais de curto prazo, geralmente resultante da livre comercialização de energia, entre empresas ou países. O objetivo desse tipo de tarifa é estimular a utilização de sobras eventuais de energia em um mercado sob regime de concorrência. Geralmente, a compra dessa energia só é vantajosa se o preço de compra for inferior ao custo marginal de curto prazo da geração própria. (BITU E BORN, 1993)

2.3.2 Estrutura Tarifária Brasileira

Como visto anteriormente a estrutura tarifária é o conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência, de acordo com a modalidade de fornecimento.

No Brasil, as tarifas estão estruturadas em dois grupos: “Grupo A” e “Grupo B”

Grupo A

Fazem parte do grupo A os consumidores atendidos pelas redes de alta tensão:

Tabela 2. 2 - Classe de Consumidores do Grupo A

Classe	Tensão
A1	> 230kV
A2	88 a 138kV
A3	69kV
A3a	30 a 44kV
A4	2,3 a 25kV
AS	Sistemas Subterrâneos

As tarifas do “grupo A” são construídas em três modalidades de fornecimento: convencional, horo-sazonal azul e horo-sazonal verde.

Convencional: A estrutura tarifária convencional é caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia e/ou demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano. A tarifa convencional apresenta um valor para a demanda de potência e outro para o consumo de energia. O consumidor atendido em alta tensão, se atendido em tensão de fornecimento abaixo de 69 kV, pode optar pela estrutura tarifária convencional, sempre que tiver contratado uma demanda inferior a 300 kW.

Horo-sazonal azul: é a modalidade de fornecimento estruturada para a aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia. Ela é aplicável obrigatoriamente às unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado, e com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV.

A tarifa horo-sazonal azul tem a seguinte estrutura:

Tabela 2. 3 - Estrutura da tarifa horo-sazonal azul

Demanda de potência (R\$/kW):
Um valor para o horário de ponta (P)
Um valor para o horário fora de ponta (FP)
Consumo de energia (R\$/MWh):
Um valor para o horário de ponta em período úmido (PU)
Um valor para o horário fora de ponta em período úmido (FPU)
Um valor para o horário de ponta em período seco (PS)
Um valor para o horário fora de ponta em período seco (FPS)

Tarifa horo-sazonal verde: é a modalidade de fornecimento estruturada para a aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência. A tarifa horo-sazonal se aplica obrigatoriamente às unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada igual ou superior a 300 kW, com opção do consumidor pela modalidade azul ou verde. As unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada inferior a 300 kW podem optar pela tarifa horo-sazonal, seja na modalidade azul ou verde.

A tarifa horo-sazonal verde tem a seguinte estrutura:

Tabela 2. 4 – Estrutura da tarifa horo-sazonal verde

Demanda de potência (R\$/kW):
valor único
Consumo de energia (R\$/MWh):
Um valor para o horário de ponta em período úmido (PU)
Um valor para o horário fora de ponta em período úmido (FPU)
Um valor para o horário de ponta em período seco (PS)
Um valor para o horário fora de ponta em período seco (FPS)

- **Grupo B**

No grupo B estão os consumidores atendidos na Baixa Tensão (abaixo de 2,3kV) e são classificados nas seguintes classe e sub-classes:

Tabela 2. 5 - Classe de Consumidores do Grupo B

	Classe	Subclasse
B1	Residencial	Residencial baixa renda
B2	Rural	agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, serviço público de irrigação rural;
B3	Outras	industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio;
B4	Iluminação Pública	-

Para este grupo são estabelecidas tarifas apenas para a componente de consumo de energia (R\$/MW) considerando que o custo da demanda de potência está incorporado ao custo da energia.

2.4 Tarifa de Referência e Tarifa Integrada

2.4.1 Tarifa de Referência

As tarifas de Referência de um determinado fornecimento típico, destinado a consumidores finais ou intercâmbios entre empresas concessionárias, são obtidas considerando o comportamento da carga no sistema elétrico e nos diversos agrupamentos de consumidores (caracterização da carga) e os custos marginais de geração, transmissão e distribuição, além dos custos de atendimento ao consumidor (custos do sistema) (BITU e BORN, 1993). A figura a seguir ilustra o processo de obtenção das tarifas de referência.

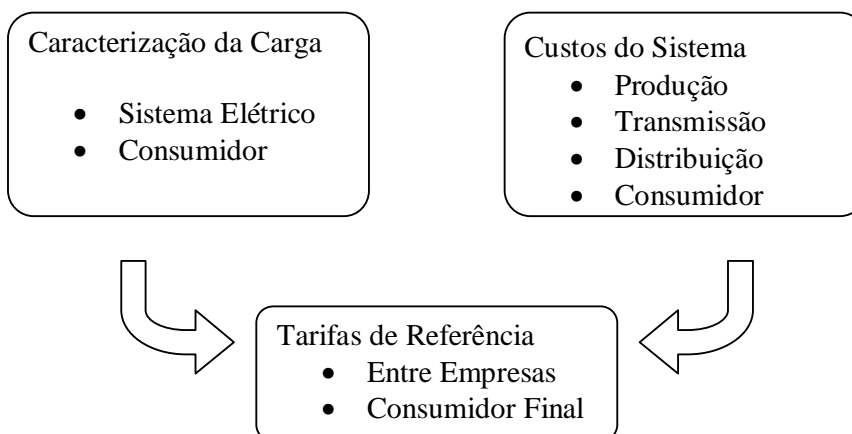


Figura 2. 3 – Obtenção das tarifas de referência
FONTE: BITU E BORN, 1993

As tarifas de referência são tarifas de potência e energia, baseadas nos custos marginais de fornecimentos típicos. Os custos marginais dos fornecimentos típicos são calculados a partir dos custos marginais de geração, transmissão e distribuição e das probabilidades de associação dos consumidores típicos ao sistema, conforme definidas pela caracterização da carga.

As Tarifas de Referência devem refletir, o melhor possível, os custos marginais de cada fornecimento típico e, por outro lado, ser definida a partir de parâmetros de fácil obtenção.

2.4.2 Tarifa Integrada com Base nos Custos Marginais

A tarifa integrada é estabelecida a partir da tarifa de referência ou tarifa ao custo marginal, considerando o equilíbrio financeiro da empresa concessionária e também aspectos de ordem política, social, operacional, etc.

MUNASINGHE (1981) definiu os princípios básicos para uma tarifa integrada:

- i) Os recursos econômicos nacionais devem ser alocados de forma eficiente, não somente entre diferentes setores da economia, mas dentro do próprio setor elétrico. Isto implica que os preços consonantes com os custos devem

ser usados para indicar aos consumidores os custos econômicos verdadeiros para o suprimento de suas necessidades específicas;

- ii) Deve ser observada: a justa alocação dos custos entre os consumidores de acordo com a carga por eles imposta; a garantia de uma razoável estabilidade dos preços com baixa flutuação de revisão para revisão; a provisão de um nível mínimo de serviço para aqueles que não estão aptos à arcar com os verdadeiros custos – tarifa social;
- iii) As tarifas de energia elétrica devem ser suficientes para remunerar de forma justa o capital necessário para a disponibilidade da energia, incluindo a geração, transmissão e distribuição;
- iv) A estrutura tarifária deve ser simples o suficiente para facilitar a medição e o faturamento dos consumidores;
- v) E finalmente, a tarifa deve atender aos requisitos políticos e econômicos. Dessa forma, a tarifa integrada contempla adequadamente a teoria econômica, pois considera os objetivos de eficiência econômica (primeiro ótimo), além de tratar de forma racional os aspectos políticos, como a forma de equalização das tarifas; econômicos relacionados ao segundo ótimo, como as tarifas para consumidores industriais considerando os subsídios em energéticos alternativos; sociais, nas tarifas para consumidores de baixa renda; e operacionais, simplificando as tarifas devido as restrições de medição e faturamento. Em virtude dessas características, essa modalidade tarifária, vem sendo escolhida pelos setores elétricos de um número crescente de países, pois é a que mais se ajusta aos requisitos por eles exigidos, que devem buscar uma tarifa adequada às suas características e às necessidades da sociedade, considerando o uso racional e a conservação da energia conduzindo os agentes envolvidos na direção da qualidade e da produtividade.

Segundo BITU E BORN (1993), a tarifa integrada deve atender na íntegra os aspectos econômicos e financeiros da concessionária, assim como outros aspectos de

ordem social, política, operacional, etc. Considerações práticas, relativas ao processo de comercialização, medição, e cobrança, também podem afetar as tarifas integradas.

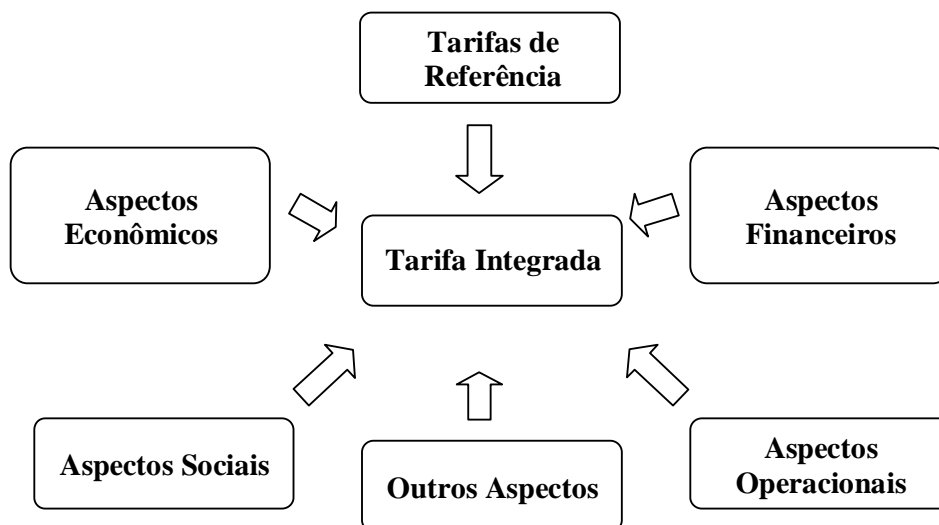


Figura 2. 4 - Obtenção da Tarifa Integrada
FONTE: BITU E BORN, 1993

Podemos classificar em dois grupos as restrições que definem a tarifa integrada:

- a) Alterações sob a ótica puramente econômica (ex: considerações de ótimo secundário e tarifas subsidiárias para consumidores de baixa renda).
- b) Outras considerações como viabilidade financeira, restrições sóciopolíticas e aspectos de medição e cobrança, para os quais a análise econômica pura é difícil de ser aplicada.

2.5 Caracterização de Carga

Segundo VELASQUES (2002) a inviabilidade prática da construção de tarifas, a partir da análise do comportamento individual de cada consumidor, torna necessária a definição de um número conveniente de tipologias de curvas de carga representativas do

universo dos consumidores e das redes da distribuidora, respectivamente, clientes-tipo¹ e redes-tipo².

As tipologias são o resultado do estudo de caracterização da carga, que começa com a realização de campanhas de medidas, em transformadores e consumidores de baixa e média tensão, e envolve também a recuperação de medições de grandes consumidores e subestações. De cada medição obtida, são extraídas a curva de carga de um dia útil, de um sábado e de um domingo, que melhor caracterizem o perfil da demanda.

A caracterização da carga é definida como a identificação, a qualificação e a quantificação do comportamento da demanda, em diversos pontos do sistema elétrico e para diversos conjuntos consumidores (BRASIL, 1985). Três grupos de atividades são necessários para realizar a caracterização da carga conforme figura a seguir.

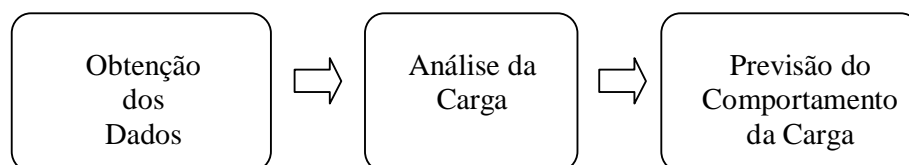


Figura 2. 5 - Processo de Caracterização da Carga

O comportamento da carga é um dos fatores determinantes para a definição do mercado anual de cada consumidor típico, estratificado nos postos tarifários, constituindo-se em umas das informações básicas para a definição das tarifas de referências. (DOMICIANO, 2002).

ANDRADE (2002) fez um estudo dos agrupamentos de consumidores com base no perfil e carga individual, onde ele relata a necessidade de criar mais agrupamentos para a determinação da tarifa de energia elétrica. Os resultados apresentados em seu trabalho

¹ A denominação cliente-tipo é utilizada para se referir a um consumidor que possui uma determinada tipologia de carga representativa para o sistema, e pode ser utilizada para se referir à classe de consumidor. (BRASIL, 1985)

² A denominação rede-tipo é utilizada para definir a curva de carga de um dado posto de transformação ou rede do sistema. (BRASIL, 1985)

serão utilizados como dados para a aplicação do estudo e metodologia propostos nesta dissertação.

Segundo ANDRADE (2002), o presente enquadramento dos consumidores de energia elétrica, separando-os tanto por nível de tensão como por classe de consumo, não garante uma sinalização adequada capaz de promover o uso racional da energia elétrica em sua plenitude. Os últimos estudos de caracterização nacional da carga dos consumidores foram realizados há quase duas décadas e precisam ser desenvolvidos novamente, sob pena de continuarmos utilizando uma estrutura tarifária cada vez menos eficaz.

A formação de grupos tarifários com base no perfil de carga individual, possibilita agregar dentro de uma mesma categoria os consumidores que impõem custos similares ao sistema, em função da semelhança no comportamento das cargas.

A aplicação desta metodologia aumenta a oferta de serviços diferenciados com o atendimento personalizado ao consumidor, possibilitando à empresa uma maior competitividade no mercado.

Os agrupamentos de consumidores similares podem, ainda, ser o alicerce de uma nova tarifa de energia elétrica personalizada e capaz de promover a melhoria da racionalidade do uso dos recursos energéticos do país. A elasticidade da demanda dos consumidores possibilita o melhor aproveitamento de tarifas diferenciadas, uma vez que o consumidor torna-se capaz de responder à sinalização tarifária.

2.6 Custos Marginais

2.6.1 Definição

De acordo com a teoria econômica, os custos marginais são capazes de gerar um sinal para orientar o consumo, no sentido de uma alocação mais eficiente dos recursos de um sistema.

Os custos marginais são definidos como sendo o quociente do aumento de despesas totais pelo aumento da produção.

Ou seja:

$$CM = \frac{dD_t}{dQ}$$

Onde:

CM - Custo Marginal

D_t - Despesas totais

Q - Quantidade Produzida

Como se sabe as despesas totais não podem ser totalmente parametrizadas pelo aumento da produção. Outras variáveis influenciam no aumento destas despesas:

Administrativas;

Seguro;

Amortização de Instalações;

Aquisição ou uso de terrenos;

Etc;

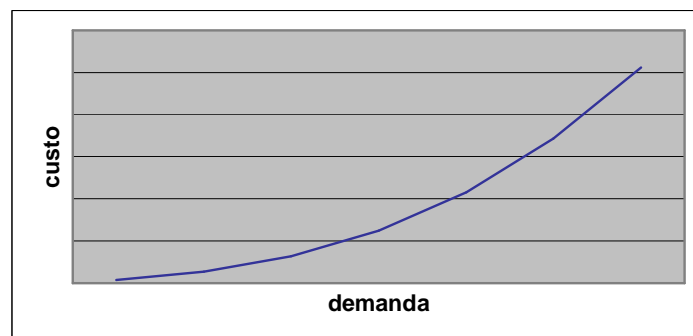


Figura 2. 6 - Ex: Custo x Demanda

A Figura 2. 6 refere-se a curva de Custo x Demanda para o mercado de energia elétrica, facilmente pode-se observar que o custo marginal é crescente, não havendo economia de escala como acontece em alguns segmentos de mercado.

No Setor Elétrico, o Custo Marginal de Expansão da Capacidade representa a estimativa de custo para o suprimento de uma demanda unitária adicional (1kW) no horário de ponta, ao longo de seus diversos segmentos, incluindo a própria rede a que está ligada a carga e todos os níveis a montante. Constitui um parâmetro econômico de suma importância. O seu conceito apresenta uma sinalização entre volume de produção, demanda associada a determinado produto e estrutura de custos correspondente, numa adequada referência para os produtores. (ANTUNES, 2002)

O Custo Marginal de fornecimento constitui o fundamento para atribuir a cada grupo de consumidores a fração correspondente ao custo do serviço que lhe foi prestado, conferindo deste modo, à estrutura tarifária a base justa e racional desejada. (BRASIL, 1985).

2.6.2 Métodos Utilizados para Determinação dos Custos Marginais de Expansão das Redes de Distribuição de Energia Elétrica

No Setor Elétrico Brasileiro, existem hoje duas metodologias aplicadas para a determinação do custo marginal no sistema de distribuição: A “Lei de Quantidade de Obras” (LQO) que utiliza dados históricos de obras e investimentos e outra metodologia chamada “Custo Incremental Médio de Longo Prazo” (CIMLP) que baseia-se em um plano otimizado de investimentos proposto para as redes de distribuição. Estas metodologias são utilizadas na determinação dos Custos Marginais no SEB desde a década de 80. A utilização de cada metodologia está correlacionada ao nível conforme tabela abaixo:

Tabela 2. 6 Metodologia para Cálculo do CM para níveis de tensão

NÍVEL DE TENSÃO	METODOLOGIA DE CÁLCULO DO CM
<i>EAT e alguns sistema AT</i>	CIMLP
<i>AT</i>	CIMLP ou LQO
<i>MT e BT</i>	LQO

2.6.2.1 Método da Lei da Quantidade de Obras – LQO

O método da LQO utiliza funções técnicas de produção que associa a quantidade dos agregados de obras ao consumo de energia ou demanda, para tanto valendo-se de dados históricos de obras e investimentos em infra-estrutura .

Desde meados da década de 1980, grande parte das concessionárias de distribuição de energia elétrica brasileiras utiliza a metodologia das “Leis de Desenvolvimento das Quantidades de Obras – LDQO” ou, como ficaram conhecidas no Brasil, LQO’s, na determinação do respectivo custo marginal de expansão. Fundamentando-se numa representação simplificada das redes de distribuição, as LQO’s constituem-se em funções técnicas de produção que relacionam a quantidade de produto fornecido com insumos relacionados aos agregados de redes. Os produtos são: consumo de energia ou demanda máxima de ponta; e os insumos, ou agregados de rede, são: comprimento de alimentadores de baixa e de média tensão, quantidade de postos de transformação e potência instalada em transformadores de distribuição. Esta metodologia teve origem em trabalhos efetuados pela EDF – Eletricite de France e adaptadas ao sistema nacional pela ELETROBRÁS (BRASIL, 1985)

Na estimativa dos parâmetros que intervêm nessas funções técnicas de produção são utilizados dados históricos referentes à evolução dos agregados de redes considerados (ANTUNES, 2002). No capítulo a seguir será vista em detalhes a formulação matemática para a aplicação deste método.

2.6.2.2 Custo Incremental Médio de Longo Prazo - CIMLP

Nesta metodologia o cálculo do custo marginal baseia-se num plano otimizado de investimentos proposto para as redes de distribuição de energia elétrica. A CIMLP faz uma aproximação do Custo Marginal de Longo Prazo (CMLP) com base no custo médio da expansão prevista. Em linhas gerais, esta metodologia impõe uma constância no CMLP em um dado período, buscando-se eliminar as descontinuidades do CMLP resultantes de um acréscimo instantâneo de investimentos no sistema (ANTUNES, 2002).

No método do CIMLP, é mais fácil a avaliação da qualidade de fornecimento, uma vez que pode ser sistematizado a partir da elaboração de um plano otimizado de

investimentos que revelaria a real necessidade requerida para atendimento do mercado.

No capítulo a seguir será detalhada a formulação matemática para este método.

2.6.3 Vantagens e Desvantagens de Cada Método

OLIVEIRA (2002) apresenta as principais vantagens e cuidados para cada método da determinação do custo marginal de expansão.

2.6.3.1 LQO – Lei da Quantidade de Obras

Como principais vantagens visualizadas nesta metodologia podem-se citar:

- Revela uma provável tendência de investimentos;
- Disponibilidade de uma base de dados confiável concernente aos históricos de investimento e volume de obras praticadas e permite estimar o impacto da evolução tecnológica na implantação de redes de média e baixa tensão;
- Fornece subsídios para definição de políticas de projeto de redes de média e baixa tensão.

Como desvantagem deste método pode-se destacar os cuidados requeridos para que não haja distorção nos resultados. Os principais cuidados requeridos são:

- Dados históricos inexistentes e/ou não confiáveis em algumas Empresas;
- Descontinuidades de políticas de investimentos nas Empresas que poderá distorcer a realidade futura dos custos;
- Probabilidades de mudanças de políticas de investimentos “Passado x Futuro” que poderá levar a resultados incorretos;
- Índices de qualidade de serviços registrados no “passado versus compromissos assumidos para o futuro”;
- Dificuldade de os custos avaliados de operação, reforços e manutenção refletirem a prática.

2.6.3.2 CIMLP – Custo Incremental Médio de Longo Pazo

A principal vantagem visualizada na aplicação desta metodologia é que esta revela a real necessidade de investimentos da Empresa.

Como desvantagem deste método pode-se destacar os cuidados requeridos para que não haja distorção nos resultados. Os principais cuidados requeridos são:

- Indivisibilidade das Obras, que, dependendo do grau, poderá distorcer o resultado obtido (a aproximação Custo médio x Custo Marginal se torna imprecisa);
- Passado com excesso ou carência de investimento, o que poderá refletir de forma expressiva nos primeiros anos da série, distorcendo o resultado do que seria o Custo Marginal de Longo Prazo.

2.6.4 Custo Marginal de Capacidade

Segundo BITU e BORN (1993), o custo marginal de fornecimento de potência de um cliente-tipo é o custo para atender um incremento unitário de sua demanda, no nível de atendimento, em uma determinada hora. Tais custos constituem um instrumento, considerado ideal, para construir uma estrutura racional e justa para as tarifas de uso da distribuição, pois através dele é atribuído a cada grupo de consumidores, o custo efetivo que a distribuidora incorre no seu atendimento. A tarifa de uso obtida desta forma também constitui um sinal econômico que orienta o perfil de demanda dos consumidores, no sentido de racionalizar o uso da energia elétrica.

Todos os custos de investimento em transmissão e distribuição são considerados como custos de capacidade, porque o dimensionamento destes sistemas é determinado basicamente pelos kW de ponta que podem ser transportados. O consumo adicional de energia somente implica custos adicionais de perdas.

Os consumidores de cada nível de tensão devem ser onerados somente pelos custos de transmissão e distribuição correspondentes a níveis de tensões iguais ou superiores àquele de fornecimento.

Um consumidor típico pode associar-se a qualquer rede situada em um nível de tensão “a montante” do ponto de conexão. A demanda marginal nesse nível dependerá da demanda do usuário na hora de ponta das redes às quais ele se associa. Uma vez que essa associação é aleatória, deduz-se que o valor esperado da potência marginal é a soma das demandas do consumidor típico nas horas de ocorrência de demanda máxima nas redes, ponderadas pelas respectivas probabilidades de associação do consumidor típico aos diferentes pontos do sistema. A formulação matemática e aplicação serão demonstradas no capítulo 3.

2.6.5 Custo Marginal de Energia

Ao incremento Δ de demanda em relação a curva de duração de carga em um determinado período, de ponta ou fora de ponta, correspondem adicionais de consumo de energia. Em um sistema gerador, esse consumo adicional de energia deve ser suprido através de uma maior utilização da última unidade geradora colocada em operação para o atendimento da curva de carga antes de ocorrer o incremento Δ de demanda. Supõe-se que as unidades geradoras do sistema são colocadas em operação seqüencialmente, na ordem crescente de seus custos de combustíveis.

De forma análoga, o CMLP de energia fora de ponta, corresponde a um incremento de carga fora do período de ponta, equivalente ao custo de combustível da menos eficiente unidade de base acionada fora do período de ponta. Os fatores de perdas de transmissão são menores nesse período que na ponta.

2.6.6 Custo Marginal e Tarifa de Energia Elétrica

Um sistema tarifário baseado nos custos marginais indica ao consumidor, por exemplo, o benefício da redução ou deslocamento do seu consumo, torna este sistema mais eficiente e conserva os seguintes princípios, que fundamentam a tarifa baseada nos custos marginais: neutralidade, igualdade e eficácia.

A Neutralidade diz respeito ao nível de preço. Uma tarifa é neutra quando guarda uma relação tão mais unitária quanto possível em relação ao custo. A Igualdade, quando aplicada a uma estrutura tarifária, é atingida quando não se pratica a discriminação entre os consumidores, isto é, consumidores com características semelhantes são tarifados da mesma maneira, enquanto a eficácia está relacionada com a capacidade que uma estrutura tarifária pode mostrar na consecução dos objetivos econômicos que visam, notadamente a racionalização do consumo e o melhor uso dos excedentes sociais.

Para uma determinação precisa das tarifas a serem praticadas pelas concessionárias de energia elétrica, uma avaliação conveniente do custo marginal de expansão é necessária. Há diversas metodologias de determinação da estrutura tarifária, algumas estabelecem a tarifa de energia com base no custo do serviço prestado, geralmente obtido a partir de custos contábeis; outras se fundamentam no preço praticado, usualmente regulado pelo órgão competente e ainda, existem tarifas praticadas diretamente com base nos custos

marginais (BITU e BORN, 1993). Independente da modalidade tarifária, o fato da distribuição de energia elétrica ser um serviço público, considerado um monopólio natural e, portanto, sujeito à regulação, a determinação das tarifas deve atender as regras do modelo do setor, sendo usualmente propostas pelo operador da concessão e aprovadas pelo órgão regulador, após negociação. O regulador atua de modo que o serviço público de distribuição, universalmente aceito como monopólio natural, tenha como alvo a eficiência que seria esperada num ambiente de concorrência perfeita.

2.7 Necessidade de uma nova abordagem na elaboração da Tarifa de Energia Elétrica

Nas últimas décadas a sociedade aprimorou de forma substancial os fundamentos para a formação da oferta e da demanda de energia elétrica. Muitos países passaram por reformas nas quais a figura do Estado como único prestador dos serviços públicos de energia deu lugar aos mercados de energia dinâmicos e competitivos.

A necessidade de atrair mais investimentos, dada a incapacidade do Estado de aportar novos recursos para o setor, e a crença de que um mercado eficiente poderia reduzir os custos dos serviços de energia aos consumidores foram as principais justificativas dessas reformas. Ao mesmo tempo, a energia elétrica, antes abundante e barata, tornava-se um bem a ser preservado de forma sustentável para as gerações futuras.

As ações para o uso racional dos recursos naturais e o gerenciamento eficiente pelo lado da demanda têm se destacado no âmbito das políticas estratégicas para o setor energético ao redor do planeta. A reforma do setor elétrico brasileiro, iniciada no princípio dos anos 90 e ainda em curso, possibilitou a competição entre as empresas de distribuição de energia elétrica pelos consumidores livres. Na medida que mais consumidores tornar-se-ão livres este mercado será mais dinâmico e atraente.

Nesse amplo contexto, pode-se notar que os agentes da indústria de energia elétrica devem ser competitivos para permanecerem ofertando energia ao mercado, ao mesmo tempo em que a sociedade conscientiza-se de seu papel responsável no uso dos recursos a ela disponíveis. Uma boa estrutura tarifária deve ser capaz de promover o uso mais racional da energia elétrica e ainda estabelecer uma maior transparência na formação dos

preços aos consumidores. Deve, ainda, incrementar a competição e a eficiência entre as empresas distribuidoras, respeitando o princípio da equidade tarifária.

No Brasil, os custos para fornecer energia elétrica variam conforme o horário do dia e o período do ano, balizados pelo fator de carga do sistema e pelo nível dos reservatórios. Dessa forma, o processo de determinação da tarifa de energia elétrica para cada consumidor pode ser explicado, abreviadamente, em duas etapas: a elaboração da estrutura tarifária, que determina como os diversos consumidores são classificados, e o cálculo do nível tarifário, que define o montante a ser cobrado de cada classe de consumo.

Experiências internacionais bem sucedidas no atendimento dos consumidores de energia elétrica, capazes de promover o uso racional dos recursos através de tarifas diferenciadas, ajudam na consecução das perspectivas para uma nova estrutura tarifária para o caso brasileiro.

Os moldes de um sistema tarifário com base nos perfis de carga individuais, dependente da existência de medidores de demanda nos diversos consumidores, podem se tornar uma alternativa viável para o setor elétrico brasileiro num futuro próximo, devido ao grande avanços tecnológicos nas áreas de medição eletrônica, bem como telecomunicações. Deve-se destaca a importância de conscientização da sociedade, empresas e consumidores em torno de um modelo energético se não auto-sustentável ao menos mais eficiente. (CAMARGO, ANDRADE e VALTER, 2004)

De forma semelhante, CHANG (2003) apresenta em seu artigo que tradicionalmente a maioria das concessionárias classifica seus consumidores tendo como base poucos parâmetros e alguns códigos comerciais. No mercado de energia elétrica liberalizado, há uma forte necessidade da classificação destes consumidores com base em indicadores capazes de caracterizar seu verdadeiro comportamento de consumo.

Apesar das grandes diferenças regionais, a estrutura tarifária do Setor Elétrico Brasileiro é quase uniforme em todo o país, especialmente em relação às tarifas horo-sazonais. A estrutura das tarifas horo-sazonais praticamente não mudou desde 1985, havendo apenas um pequeno aumento no preço da Ponta em relação ao preço Fora da Ponta. (INEE, 2003)

CAPÍTULO 3

FUNDAMENTAÇÃO MATEMÁTICA PARA AVALIAÇÃO DOS CUSTOS MARGINAIS

3.1 Introdução

O grau de sofisticação da estrutura dos CMLP deve ser definido em função da qualidade dos dados disponíveis e da utilidade dos resultados, tendo em conta os problemas práticos de cálculo e de aplicação de uma estrutura tarifária complexa (BRASIL, 1985).

As metodologias clássicas para a determinação do custo marginal de expansão das redes de distribuição de energia elétrica desenvolveram-se segundo duas linhas para o estabelecimento das obras necessárias para atendimento do acréscimo da demanda num período específico:

1) Determinação das obras no tempo por meio de relações funcionais que vinculam a correspondente quantidade de equipamentos e instalações que compõem os reforços de rede, com o consumo (ou demanda) de energia elétrica. A metodologia fundamentada na Lei de Quantidade de Obras, LQO, é a principal referência dessa linha de desenvolvimento.

2) Determinação das obras através de modelos de planeamento da expansão das redes de distribuição. A metodologia do Custo Incremental Médio de Longo Prazo, CIMLP, que se fundamenta numa aproximação dos custos marginais de longo prazo, constitui-se na principal referência deste método.

Teoricamente o Custo Marginal para cada consumidor individual poderia ser determinado a cada momento, porém esta prática é inviável e os consumidores são classificados de acordo com seu perfil de consumo em agrupamentos que devem corresponder, de forma aproximada ao seu perfil de consumo.

Sendo assim neste trabalho, o cálculo do custo marginal de capacidade por classe de consumidores é realizado para cada classe considerada em um estudo de agrupamentos. Desta forma, os custos são determinados para cada classe de consumidores considerando as suas respectivas responsabilidades no carregamento das redes até o nível mais a montante.

3.2 Cálculo do Custo Marginal para cada Nível de Tensão

No Setor Elétrico, existem basicamente duas metodologias de cálculo de Custos Marginais. Conhecida desde os anos 80 a metodologia da Lei da Quantidade de Obras (LQO), estabelece as funções técnicas da produção associadas à quantidade de reforços agregados à demanda ou consumo de energia. Baseia-se em dados históricos dos reforços e dos investimentos. A outra metodologia é o Custo Incremental Médio de Longo Prazo (CIMLP), por meio do qual o cálculo dos custos marginais é estimado via um plano otimizado de investimentos propostos às redes de distribuição. É importante observar que a metodologia de CIMLP é usada para determinar o custo marginal no setor elétrico desde os anos oitenta, no entanto não usualmente no segmento de distribuição em baixa e média tensão (ANTUNES E OLIVEIRA, 2002). A seguir serão detalhados os dois métodos:

3.2.1 LQO – Lei da Quantidade de Obras

Esta metodologia baseia-se na premissa que o futuro próximo comporta-se como o passado recente. Esta alicerçada na equação a seguir (BRASIL, 1985) .

$$Y = k \cdot X^{\alpha} \quad (3.1)$$

onde:

(Y) – Reforço de um agregado de rede;

(X) – Energia ou Potência;

(α) – Coeficiente de eficiência, que depende da tensão e da geometria da área.

(k) – representa o coeficiente de eficiência que depende da tensão, da forma geométrica da área alimentada, da disposição da rede, da máxima queda de tensão admitida e da resistividade do condutor;

Derivando a equação 3.1 tem-se:

$$\frac{dY}{dX} = \alpha \cdot k \cdot X^{(\alpha-1)}$$

$$\frac{dY}{dX} = \alpha \cdot k \cdot \frac{X^\alpha}{X}$$

Aplicando a equação 3.1 tem-se:

$$\frac{dY}{dX} = \alpha \cdot \frac{Y}{X} \quad (3.2)$$

Isto é, para um determinado período, o agregado marginal dos reforços, dy/dx , é o produto de um coeficiente escalar, historicamente obtido, pela razão entre o total de reforços e o consumo previsto para o referido período. O Custo marginal agregado é então obtido pela multiplicação do agregado marginal pelo respectivo custo unitário.

$$Cmg(Y) = I_o \cdot \frac{dY}{dX}$$

$$Cmg(Y) = I_o \cdot \alpha \cdot \frac{Y}{X} \quad (3.3)$$

Sendo:

I_o – Custo Unitário

Como normalmente a tomada de decisão é procedida de uma análise dos custos anuais, o Custo Marginal obtido deverá ser anualizado, usando um fator de recuperação de capital que considerará a vida útil das instalações, remuneração de capital e custos de operação e manutenção.

Devido à dificuldade no levantamento dos históricos de demanda, normalmente trabalha-se com históricos de consumo levando posteriormente o resultado em R\$/kWh. Para obter o custo marginal por unidade agregada de demanda na hora da ponta, aplica-se um fator H definido como “número de horas de utilização da demanda máxima” para converter o valor original em R\$/kW.

3.2.2 CIMLP – Custo Incremental Médio de Longo Prazo

Um segundo método para determinação do custo marginal utilizado no setor elétrico brasileiro é o método do CIMLP, que faz a aproximação do custo marginal com base no custo médio da expansão prevista (BRASIL, 1985).

A Equação básica do método é:

$$CIMLP = \frac{\sum \left[(\Delta I_i) / (1 + a)^{(i-1)} \right]}{\sum \left[(\Delta P_i) / (1 + a)^{(i-1)} \right]} \quad (3.4)$$

Onde:

(ΔI_i) - investimentos anuais agregados (i) ao longo do período considerado;

(ΔP_i) - demandas anuais agregadas (i) ao longo do período considerado;

(a) - taxa de atualização do capital

A equação anterior fornece como resultado a média móvel dos custos médios de investimentos realizados em cada ano “n” de estudo, e pode ser escrita como:

$$C_i = \frac{I_i}{D_i} \quad (3.5)$$

Onde:

(I_i) - investimento incremental, num determinado ano i;

(D_i) - demanda incremental, num determinado ano i;

(C_i) - custo incremental, num determinado ano i.

Considerando-se que a receita total no horizonte “n” projetado deve ser capaz de cobrir os custos totais dos investimentos tem-se:

$$\sum_{i=1}^n \frac{C_i \times D_i}{(1+a)^{(i-1)}} = \sum_{i=1}^n \frac{I_i}{(1+a)^{(i-1)}}$$

Sendo “T” o preço (tarifa) aplicado pela concessionária no segmento considerado:

$$\sum_{i=1}^n \frac{C_i \times D_i}{(1+a)^{(i-1)}} = \sum_{i=1}^n \frac{T \times D_i}{(1+a)^{(i-1)}}$$

Como o preço “T” é constante durante todo o horizonte de estudo para manter a estabilidade tarifária, tem-se:

$$\sum_{i=1}^n \frac{I_i}{(1+a)^{(i-1)}} = T \times \sum_{i=1}^n \frac{D_i}{(1+a)^{(i-1)}}$$

Logo:

$$T = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{I_i}{(1+a)^{(i-1)}}}{\sum_{i=1}^n \frac{D_i}{(1+a)^{(i-1)}}} = CMM \quad (3.6)$$

Onde:

CMM – Custo Marginal Médio

Ressalta-se que ambos, demandas e investimentos, deverão ser referenciados a uma mesma base temporal que normalmente adota-se como o primeiro ano de estudo. A formação de uma base de dados adequada para aplicação desta metodologia deve conter:

- Previsão plurianual de mercado;
- Plano plurianual de investimentos.

A partir da rede existente e do acréscimo de carga a ser solicitado ao sistema é definido um programa de obras necessárias ao atendimento da carga prevista, dentro de critérios preestabelecidos de confiabilidade e qualidade de serviço, o chamado Plano

Decenal de Obras do Setor Elétrico. O planejamento dos sistemas de subtransmissão e distribuição, que atendem os consumidores de grande e pequeno porte, bem como subestações transformadoras, é feito levando-se em consideração apenas os requisitos de cargas previstas e capacidade do sistema existente. Dispondo-se do banco de informações sobre os sistemas, planejados para os horizontes de curto, médio e longo prazo, pode-se efetuar o cálculo do “Custo Médio da Expansão”, utilizando-se a metodologia do CIMLP, para cada nível de tensão, conforme fórmula.

A partir do custo marginal médio de expansão, passa-se ao cálculo do custo anual de antecipação dos investimentos, que engloba as despesas de capital, depreciação, e operação e manutenção (O&M).

Uma das formas de fazer este cálculo é multiplicar cada investimento (I_i) por uma taxa de antecipação, que é o somatório das taxas correspondentes a cada uma das despesas citadas (anualização linear), ou seja: (ANEEL, 2001)

$$Ta = Tx_{rem} + Tx_{dep} + Tx_{O\&M} \quad (3.7)$$

Onde:

Ta – Taxa de Antecipação

Tx_{rem} – Taxa de Remuneração

Tx_{dep} – Taxa de Depreciação

$Tx_{O\&M}$ – Taxa de Operação e Manutenção

Uma outra forma de se obter o Custo Marginal anualizado dos investimentos é através do cálculo do Custo Anual Equivalente de cada investimento, durante a respectiva vida útil, mediante a taxa de remuneração desejada e agregando-se as despesas de O&M.

3.3 Custos Associados aos Consumidores

3.3.1 Cálculo do Custo Marginal de Capacidade

Todos os custos de investimento em transmissão e distribuição são considerados como custos de capacidade, porque o dimensionamento destes sistemas é determinado basicamente pelos kW de ponta que podem ser transportados. O consumo adicional de energia somente implica custos adicionais de perdas.

Os consumidores de cada nível de tensão devem ser onerados somente pelos custos de transmissão e distribuição correspondentes a níveis de tensões iguais ou superiores àquele de fornecimento.

Um consumidor típico pode associar-se a qualquer rede situada em um nível de tensão “a montante” do ponto de conexão. A demanda marginal nesse nível dependerá da demanda do usuário na hora de ponta das redes às quais ele se associa. Uma vez que essa associação é aleatória, deduz-se que o valor esperado da potência marginal é a soma das demandas do consumidor típico nas horas de ocorrência de demanda máxima nas redes, ponderadas pelas respectivas probabilidades de associação do consumidor típico aos diferentes pontos do sistema. Abaixo segue a equação que determina a probabilidade de associação de um dado cliente a uma determinada rede em um determinado horário de ponta. (BRASIL, 1985)

$$p_{ji}^e(t) = \frac{\sum_{h=t} \beta_h \cdot \alpha_h}{\sum_T \beta_h \cdot \alpha_h} \quad (3.8)$$

Onde:

$p_{ji}^e(t)$ - Probabilidade de que um usuário marginal do tipo **j** se associe a uma rede do tipo **i** situada no nível **e**, cuja ponta ocorre na hora **t**, dentro do período tarifário **u**;

t - horário de ponta da rede;

- T - O conjunto de horários com possibilidade de ocorrência de demandas máximas das redes-tipo no nível;
- α - Participação de cada tipo de rede, com ponta no horário h , na energia total que transita no nível;
- β - Percentual de cada tipologia em cada tipo de rede, que tem ponta no horário h ;

A responsabilidade de potência do cliente no posto tarifário u , incluído as perdas acumuladas desde o ponto de conexão do cliente até o nível em consideração pode então ser calculado (BITU e BORNE, 1993):

$$R_{Pju}^e = (1 + \tau_{Pju}^e) \times \sum_{h \in u} p_{ji(h)}^e \times P_{j(hi)}^e \quad (3.9)$$

Onde :

R_{Pju}^e - Responsabilidade de potência de um usuário tipo j em um período tarifário u , com respeito ao nível e situação “a montante” de seu ponto de conexão

$P_{j(hi)}^e$ - Fator de Coincidência: demanda do usuário – tipo j na hora h de ocorrência de ponta da rede – tipo i , situada no nível e , à qual ele se associa, dividida pela demanda máxima do posto tarifário;

τ_{Pju}^e - taxa de perdas marginais de potência no período u , acumulada desde o ponto de conexão do usuário – tipo j até a origem do nível e em consideração.

O custo marginal de potência de um usuário tipo j no nível e , para cada período horo-sazonal u , pode ser definido como (BITU e BORNE, 1993):

$$C_{Pju}^e = CMLP_P^e \times R_{Pju}^e \quad (3.10)$$

Onde o índice e se refere ao nível especificado, ou seja $CMLP_P^e$ = Custo Marginal de Longo Prazo no nível e .

O custo marginal de potência do mesmo usuário, com respeito a um nível de tensão f situado “a montante” do ponto de conexão, é dado por³:

$$C_{Pju}^f = CMLP_P^f \times R_{Pju}^f \quad (3.11)$$

Onde: $CMLP_P^f$ é o custo Marginal de longo prazo de potência no nível de tensão f e assim sucessivamente.

O custo marginal total de potência de um consumidor – tipo j , em cada período horo-sazonal u , é a soma do custo de potência relativo à geração com os custos de todos os níveis de tensão e , situados “a montante” de seu ponto de conexão, ou seja:

$$C_{Pju} = C_{Pju}^g + C_{Pju}^e_{e \geq ej} \quad (3.12)$$

Onde:

ej - Nível de tensão de conexão do usuário tipo j

C_{Pju}^e - Custo de potência de um usuário tipo j no nível de geração em um período tarifário u .

O cálculo do custo marginal de capacidade deve ser feito para cada grupo de consumidor, a partir dos seus custos marginais de capacidade em cada nível do sistema elétrico, desde a geração até seu ponto de conexão à rede, calculado em R\$ / kW.ano. A Figura 3. 1 mostra as variáveis utilizadas no cálculo da responsabilidade de potência de um usuário tipo j , em um posto tarifário u , no nível de tensão e .

³ O cálculo da responsabilidade de potência deve ser realizado para todos os níveis à montante, uma vez que o cliente atendido no nível em questão propaga o seu custo desde o nível de atendimento até o nível de geração.

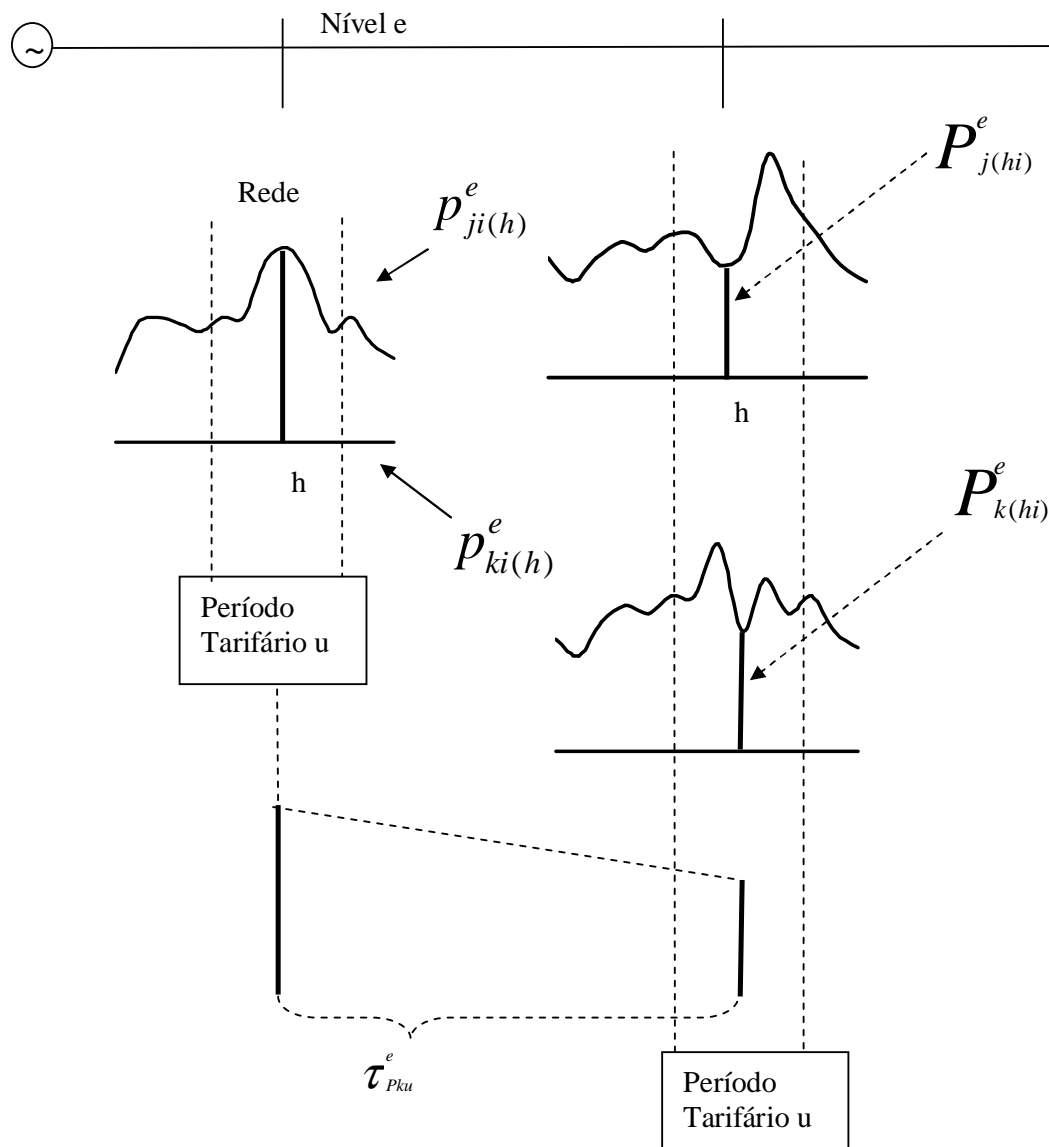


Figura 3.1 - Responsabilidade de Potência
 FONTE: DOMICIANO, 2002

3.3.2 Custo Marginal de Energia

Ao incremento Δ de demanda em relação a curva de duração de carga em um determinado período, de ponta ou fora de ponta, correspondem adicionais de consumo de energia. Em um sistema gerador puramente termoeletrônico, esse consumo adicional de energia deve ser suprido através de uma maior utilização da última unidade geradora colocada em operação para o atendimento da curva de carga antes de ocorrer o incremento

Δ de demanda. Supõe-se que as unidades geradoras do sistema são colocadas em operação seqüencialmente, na ordem crescente de seus custos de combustíveis.

De forma análoga, o CMLP de energia fora de ponta, corresponde a um incremento de carga fora do período de ponta, equivalente ao custo de combustível da menos eficiente unidade de base acionada fora do período de ponta. Os fatores de perdas de transmissão são menores nesse período que na ponta.

O custo marginal de energia de um consumidor – tipo **j**, em um período horo-sazonal **u**, é calculado a partir do correspondente CMLP, adicionado das perdas até o ponto de conexão do consumidor (BITU e BORNE, 1993):

$$C_{Eju} = CMLP_{Eu}^g \times E_{ju} \times \left(1 + \tau_{Eju}^g\right) \quad (3.13)$$

Onde:

$CIMLP_{Eu}^g$ - Custo marginal de longo prazo de energia no período horo-sazonal **u**;

E_{ju} - Consumo de energia do usuário-tipo **j** no período horosazonal **u**;

τ_{Eu}^g - Taxa de perdas marginais de energia no período horo-sazonal **u**,

acumuladas desde o ponto de conexão do usuário-tipo **j** no período horo-sazonal **u**;

Para um melhor entendimento, as variáveis acima estão exemplificadas na Figura 3.2, a seguir.

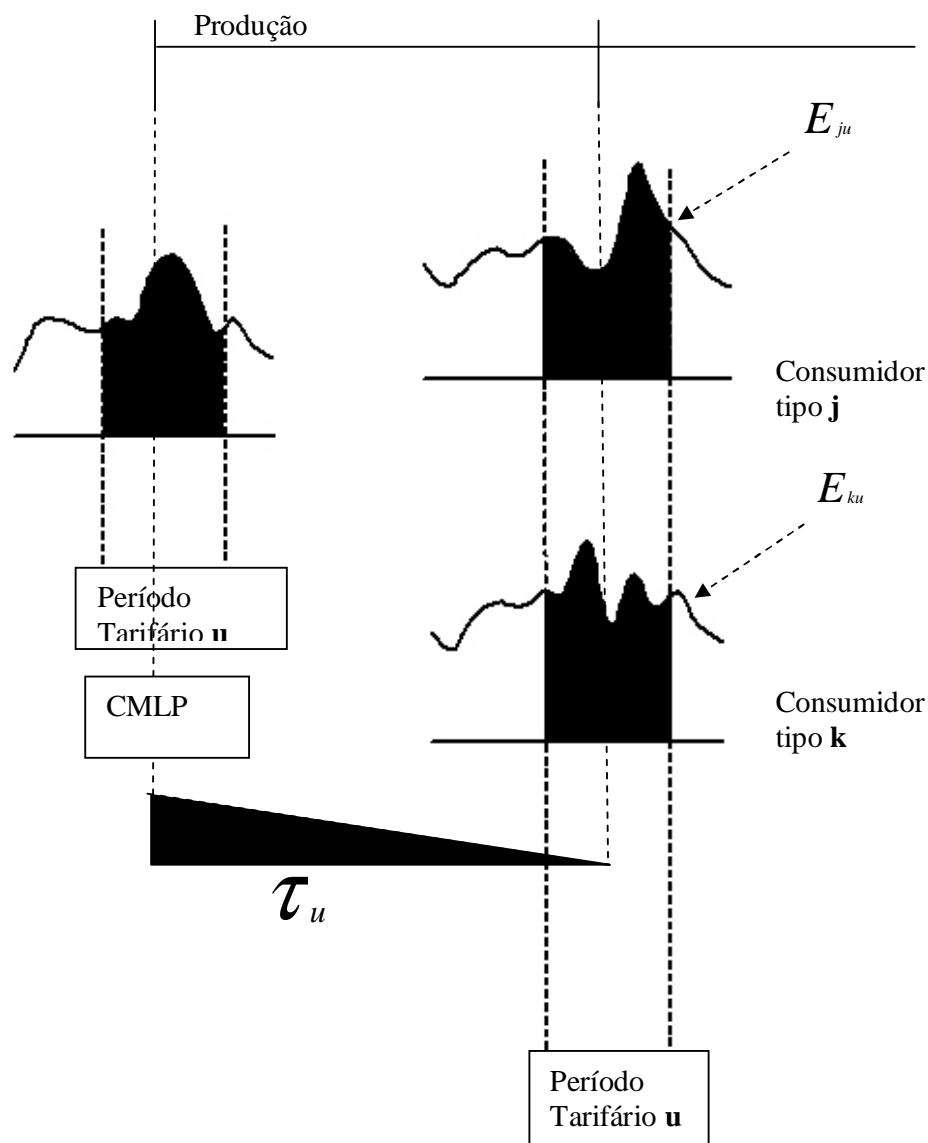


Figura 3. 2 - Responsabilidade de Energia
 FONTE: DOMICIANO, 2002

No atual cenário do SEB, onde a geração é separada da transmissão e distribuição, o custo marginal de geração utilizado no cálculo do custo marginal de energia, na elaboração da tarifa, é o valor da compra de energia, normalmente definido em contratos de compra de energia.

3.3.3 Custo Marginal Total

O Custo Marginal total de um usuário-tipo j , em um período horo-sazonal u , é o resultado da soma das componentes de custo marginal de potência e de energia, este expresso na mesma base que a componente potência.

$$C_{ju} = C_{Eju} + C_{Pju} \quad (3.14)$$

3.4 Caracterização da Carga

A Caracterização da Carga é uma das etapas de maior importância para a determinação dos custos associados às diversas categorias de consumidores. Os custos marginais de fornecimento, ou seja, a responsabilidade de um dado tipo de consumidor no custo da expansão do sistema, é gerado a partir da caracterização de carga do mesmo, sendo esta necessária para a elaboração de uma tarifa de energia diferenciada.

Para a aplicação da metodologia para determinação dos custos marginais, alguns dados são necessários como foi visto nos itens anteriores. Dentre estes dados, um dos mais importantes é a definição dos agrupamentos (perfil de carga), para os quais serão determinados diferentes custos marginais, de acordo com a sua contribuição na geração destes, que serão utilizados na aplicação de uma tarifa baseada nos mesmos. Neste trabalho, utilizou-se as curvas de carga que foram levantadas e apresentadas por ANDRADE (2002) para os consumidores da classe A4.

3.5 Passagem do Custo Marginal às Tarifas de Referência

As tarifas de referências são determinadas a partir de uma aproximação dos custos marginais de fornecimento a tarifas binômias, funções lineares de potência e energia (BITU E BORNE, 1993):

$$T(P, E) = a \cdot P + b \cdot E \quad (3.15)$$

As derivadas $dT/dP = a$ e $dT/dE = b$ indicam de quanto aumenta o custo do consumidor devido a adicionais de demanda de potência ou de consumo de energia, respectivamente.

Para um consumidor com uma duração h_i , a melhor aproximação será tal que sua tarifa reflita seu custo marginal de fornecimento. A Figura 3. 3 mostra a aproximação da reta da tarifa de referência à curva dos custos marginais.

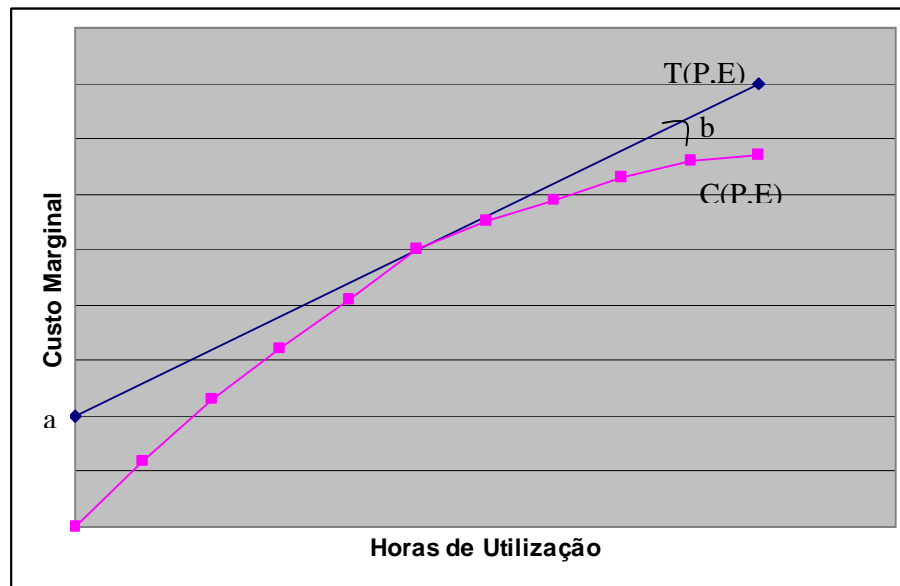


Figura 3. 3 - Aproximação das Tarifas de Referência aos Custos Marginais

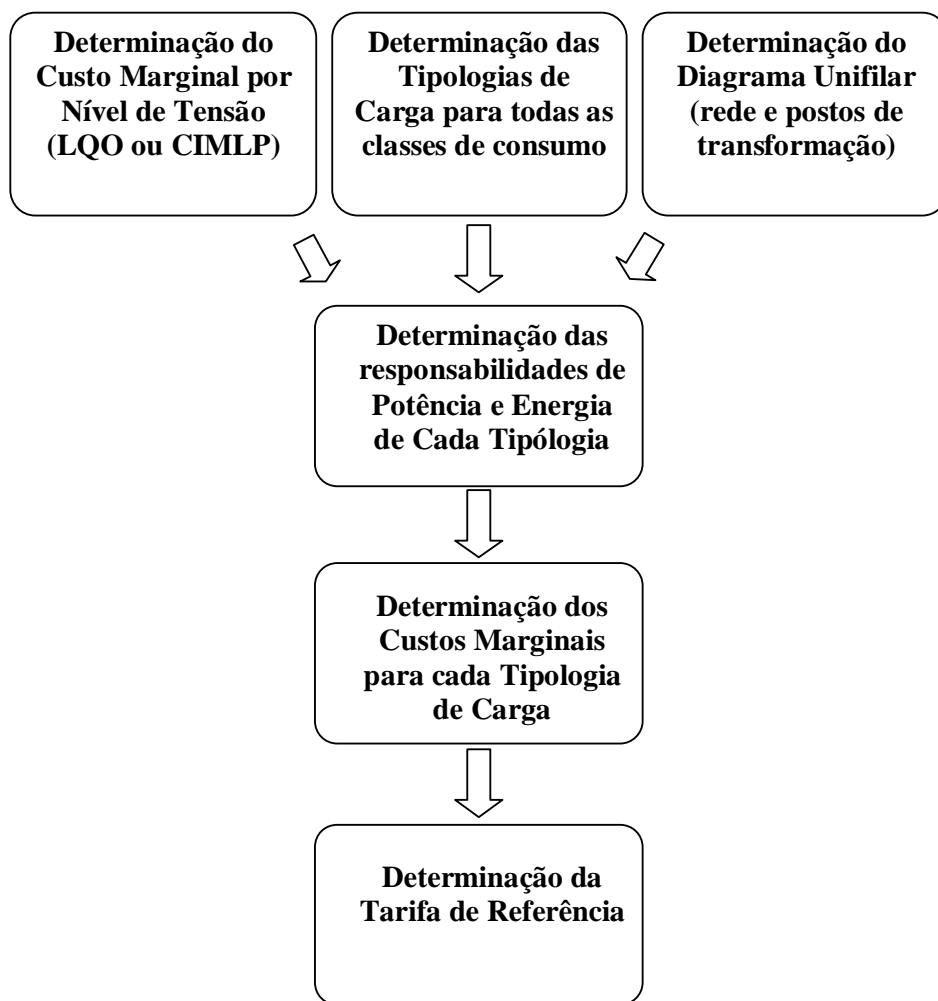


Figura 3. 4 - Fluxograma da determinação da Tarifa de Referência

A Figura 3. 4 apresenta o fluxograma para a determinação da tarifa de referência. Primeiramente são determinados os custos marginais para cada nível de tensão, utilizando os métodos LQO ou CIMLP, as tipologias de carga relevantes do sistema e o digrama unifilar de rede. Em seguida são determinadas as responsabilidades de potência e energia de cada tipologia considerada, que são utilizadas no posterior cálculo dos custos marginais para cada tipologia. E por fim é determinada a tarifa de referência, determinada para cada nível de tensão do sistema, agrupamento por classe de consumo e em cada posto tarifário.

3.6 Resumo

Neste Capítulo foi apresentada uma abordagem matemática para o cálculo dos custos marginais de potência e energia elétrica, desde a determinação dos mesmos para os níveis de tensão e a alocação das responsabilidades para os consumidores, até a determinação das tarifas de referência.

Os custos marginais constituem parâmetros fundamentais para elaboração de uma estrutura tarifária eficiente, visando uma justiça tarifária e alocando os custos àqueles que os geram. As metodologias apresentadas neste capítulo, CIMLP e LQO, são utilizadas no Setor Elétrico desde a década de 80, e trazem resultados satisfatórios no que diz respeito à coerência dos mesmos. Estas metodologias apresentam vantagens e desvantagens e diferenças entre elas, o que faz com que cada uma tenha sua aplicação restrita a um determinado nível de tensão. Assim, quando utilizadas em conjunto trazem bons resultados para a determinação das tarifas de energia elétrica.

A abordagem das metodologias do cálculo dos custos marginais para cada nível de tensão e da alocação dos custos para diferentes tipologias de carga, permite fazer uma análise para um caso exemplo, que será apresentado no capítulo 4, avaliando algumas distorções que podem ocorrer quando da não aplicação do método para todas as tipologias relevantes.

CAPÍTULO 4

APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DESENVOLVIDA PARA A AVALIAÇÃO DOS CUSTOS MARGINAIS

4.1 Introdução

Desde a década de 80, a determinação das tarifas de energia elétrica tem se baseado na metodologia baseada no custo marginal, como visto no capítulo 2. No Brasil, esta metodologia é aplicada para cada nível de tensão e para alguns agrupamentos de consumidores na BT, classificados de acordo com a sua tipologia de carga, normalmente definidos como residencial, comercial, industrial, serviço público, rural e outros. As tarifas horo-sazonais, atualmente aplicadas para consumidores de grande porte, não possuem diferenciação por classes de consumidores, sendo o valor da tarifa baseado no nível de tensão de fornecimento, posto ponta e fora de ponta e classe de consumo⁴.

No Capítulo 3, foram mostradas as metodologias aplicadas para a determinação dos custos marginais de um sistema de energia elétrica, desde o nível de interconexão até o nível de atendimento e como estas podem ser aplicadas para diferentes tipologias de carga, considerando responsabilidade na constituição dos custos, tanto de rede, conhecido como responsabilidade de potência, como energia.

Neste capítulo será apresentado um caso exemplo de determinação dos Custos Marginais para um grupo de tipologias de carga, classificadas a partir do comportamento de carga de um conjunto de consumidores, de forma a demonstrar as possíveis distorções ocorridas na tarifação destes consumidores, quando tarifados igualmente, embora os custos marginais gerados por eles sejam diferentes.

⁴ O termo classe de consumo refere-se à faixa de demanda de energia não ao perfil de consumo, que será abordado como classe de consumidor.

4.2 Caso Exemplo

Neste caso exemplo foi aplicada a metodologia de cálculo dos custos marginais necessários para a determinação da tarifa de energia elétrica, levando em consideração os agrupamentos de consumidores. O cálculo foi realizado para diferentes tipologias de carga que possuem diferenças relevantes em relação ao perfil de consumo.

A primeira etapa do cálculo dos custos marginais consiste na determinação dos custos marginais por nível de tensão, desde a interconexão até o nível de atendimento, A4 para este caso exemplo. Os dados de previsão de investimento e demanda, histórico de obras e diagrama unifilar simplificado (Figura 4. 1) , utilizados nesta etapa são típicos. A razão da utilização dados reais foi à indisponibilidade dos mesmos e ao fato de não interferirem no estudo proposto, que é a análise e identificação de possíveis distorções na aplicação dos custos marginais para as diferentes tipologias de carga dos clientes associados ao nível A4⁵.

Na segunda etapa, deve-se determinar a responsabilidade na composição dos custos para diferentes tipologias de carga. Neste caso exemplo, foram consideradas as tipologias de carga determinadas por ANDRADE (2002) para consumidores do subgrupo A4 na classe de consumo entre 10kW e 50kW e acima de 500kW. Os agrupamentos foram levantados a partir de um conjunto de 943 consumidores onde 7 tipologias principais foram consideradas como relevantes para consumidores da faixa de demanda de 10kW a 50kW e 5 tipologias para clientes com demanda superior a 500kW.

Estas tipologias encontradas representam o comportamento de carga, dos dias úteis, dos consumidores em um determinado período. Como a proposta deste trabalho é identificar distorções quando da não aplicação da metodologia para agrupamentos

⁵ Nível de tensão analisado no caso exemplo, embora as distorções podem ocorrer em todos os níveis de tensão do sistema.

significativos, não foram considerados períodos secos ou úmidos e sim um único período genérico⁶.

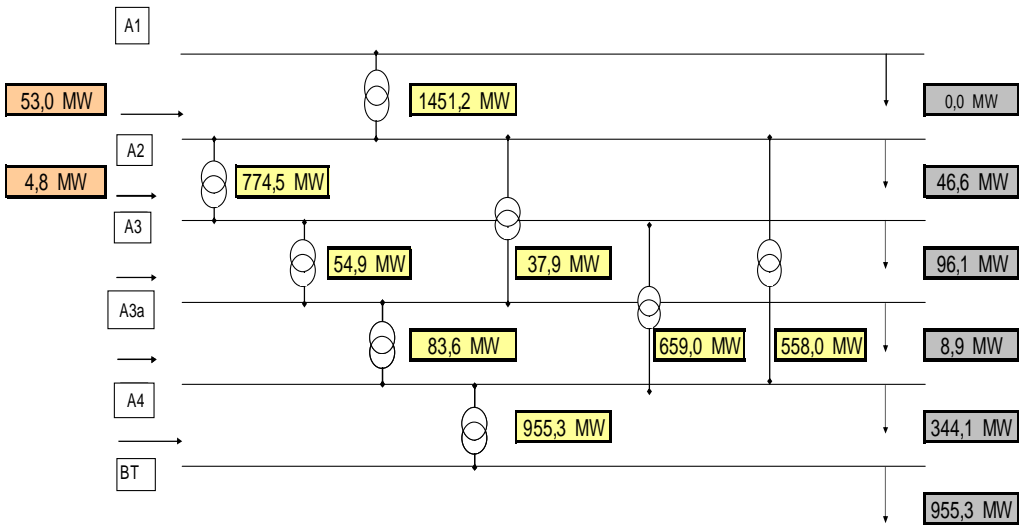


Figura 4. 1 - Digrama Unifilar Simplificado

Quando um 1 kW é solicitado ou injetado em um determinado nível de tensão não necessariamente transitará 1 kW em todos níveis de tensão à montante, pois o sistema não é totalmente radial. Deve-se, então, agregar os custos desde o nível mais à montante até o nível de atendimento, considerando a distribuição de fluxo no sistema quando se retira 1KW neste nível. A Tabela 4. 1 apresenta a proporção do fluxo de energia para cada nível, baseada no diagrama unifilar do caso exemplo.

Tabela 4. 1 - Proporção do Fluxo de Energia

Nível de Solicitação	Proporção de Fluxo						TOTAL Potência
	BT	A4	A3a	A3	A2	INJEÇÃO	
BT	1	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	955,340 MW
A4		1	0,0643	0,5072	0,4294	0,0000	1299,400 MW
A3a			1	0,5935	0,4097	0,0000	92,500 MW

⁶ Na elaboração das tarifas de energia elétrica, deve-se considerar os períodos secos e úmidos, para a determinação das tarifas horo-sazonais.

A3				1	0,9562	0,0059	810,000 MW
A2					1	0,0374	1417,000 MW

4.2.1 Caracterização da Carga

A inviabilidade da criação de tarifas personalizadas, faz necessária a definição de um número coerente de tipologias que representem bem o universo de consumidores. Neste caso exemplo foram utilizadas tipologias definidas por ANDRADE (2002), para um conjunto de consumidores do subgrupo A4. Estas tipologias foram levantadas a partir de um conjunto de curvas de carga de dias úteis de 943 consumidores de uma concessionária brasileira. Foram utilizadas sete tipologias de consumidores com faixa de consumo entre 10kW e 50kW e cinco tipologias para consumidores com consumo superior a 500kW.

Na elaboração da tarifa de energia elétrica devem-se considerar todas as tipologias representativas no sistema. Esta etapa é de fundamental importância, pois se deve caracterizar as classes de consumidores de forma a não penalizar nenhum consumidor associado a alguma tipologia considerada.

4.2.1.1 Tipologias de Carga para Clientes do subgrupo A4 de 10kW a 50kW

A Figura 4. 2., a seguir, apresenta as sete tipologias de consumidores com demanda entre 10 e 50kW. Os consumidores que pertencem a este agrupamento representam 48% do total de consumidores do nível e contribuem em 4,7% do total da energia que transita no nível. A maioria das tipologias tem baixo fator de potência, em função das características das atividades econômicas (menos eletrointensivas), predominantes entre os menores consumidores do Subgrupo A4 (ANDRADE, 2002). A Tabela 4. 2 apresenta a estratificação das atividades econômicas presentes.

Tabela 4. 2 - Participação das Atividades Econômicas na Faixa de Demanda de 10 a 50 kW

Atividade Econômica	Consumo (%)	Consumidores (%)
Industrial	51,4	52,8
Comercial	38,6	36,1
Poder Público	6,3	7,4
Rural	2,0	2,3
Serviço Público	1,6	1,4
TOTAL	100,0	100,0

FONTE: ANDRADE, 2002

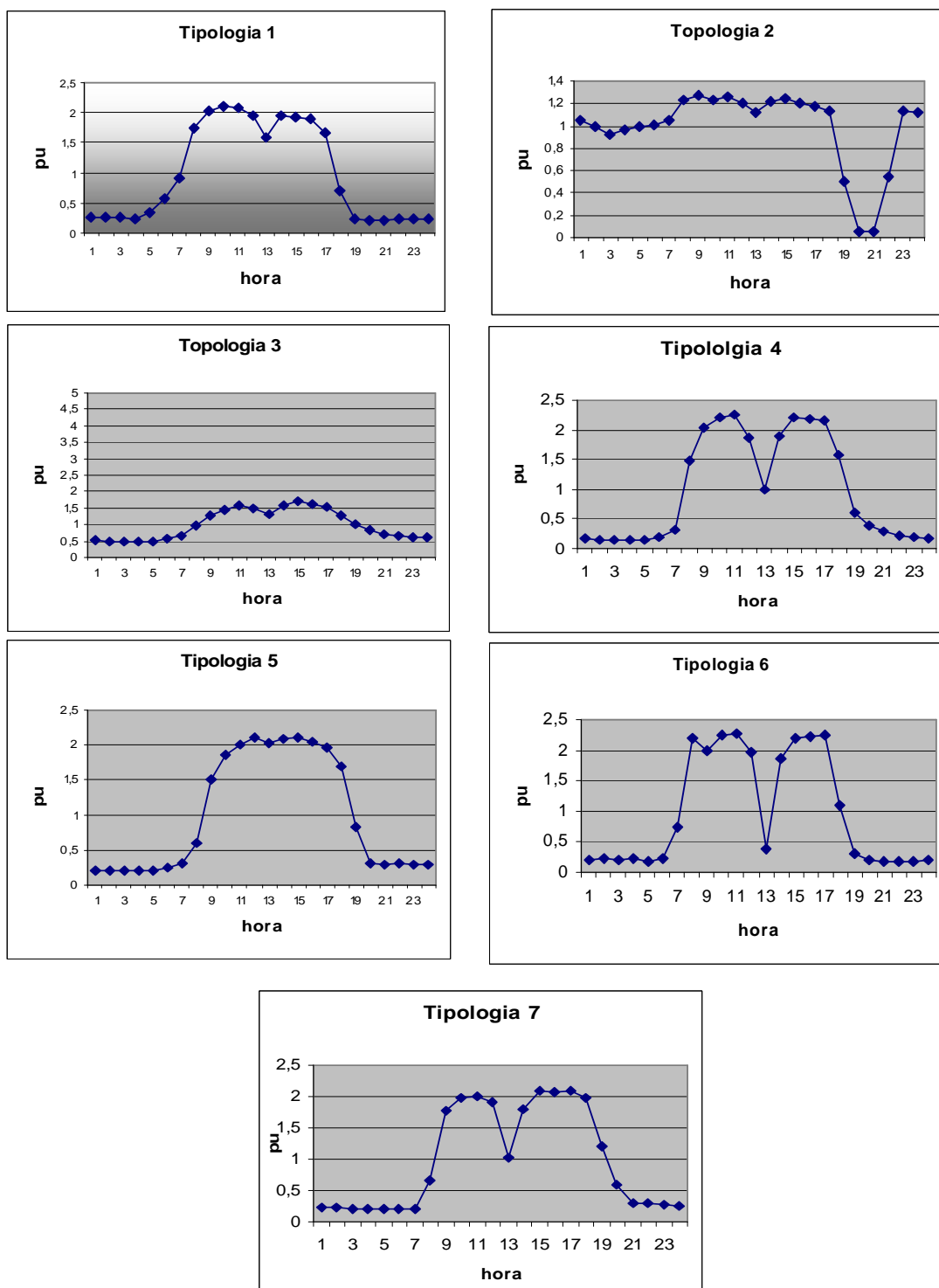


Figura 4. 2 - Tipologias de Carga do Subgrupo A4 – 10 a 50kW (em pu da média)

FONTE: ANDRADE, 2002

Tabela 4. 3 - Demandas e FC dos Consumidores do Subgrupo A4 entre 10kW e 50kW

FAIXA	TIPOLOGIA A	DEMANDA				FATOR DE CARGA		
		Ponta	FPonta	Máxima	Média	FC (%)	FC PONTA (%)	FC FORA DE PONTA (%)
10kW a 50kW	Tipologia 1	5,4145	46,41	46,41	21,98	47,36%	91,33%	54,70%
	Tipologia 2	12,155	28,067	28,067	21,85	77,87%	53,18%	88,84%
	Tipologia 3	22,1	36,465	36,465	21,99	60,33%	79,75%	62,73%
	Tipologia 4	13,26	49,946	49,946	22,05	44,16%	62,50%	49,67%
	Tipologia 5	18,122	46,5426	46,5426	21,99	47,25%	52,13%	52,64%
	Tipologia 6	6,63	49,946	49,946	22,08	44,22%	70,83%	51,18%
	Tipologia 7	26,52	46,41	46,41	21,84	47,06%	49,90%	50,77%
Total 10kW a 50kW		103,3175	297,245	297,245	153,80	51,74%	62,62%	57,74%

A Tabela 4. 3 apresenta as demandas média e os fatores de carga para as tipologias consideradas nesta classe de consumo para o posto ponta e fora de ponta.

4.2.1.2 Tipologias de Carga para Clientes do subgrupo A4 e consumo acima 500kW

A Tabela 4. 3, a seguir, mostra as tipologias de consumidores com demanda superior a 500kW. Constituem este agrupamento 9,6% dos consumidores atendidos no nível A4, responsáveis por 65% da demanda total do nível.

Na Tabela 4. 4 , apresenta-se a estratificação das atividades econômicas presentes na amostra total dos consumidores desta classe de consumo, sendo dominada por consumidores da classe industrial, tanto em percentual de consumidores como de consumo. (Andrade, 2002)

Tabela 4. 4 - Participação das Atividades Econômicas na Faixa de Demanda Acima de 500kW

Classe de Consumo	Consumo (%)	Consumidores (%)
Industrial	79,9	73,3
Comercial	7,4	13,3
Rural	6,9	3,3
Poder Público	3,9	6,7
Serviço Público	1,9	3,3
TOTAL	100,0	100,0

FONTE: ANDRADE, 2002

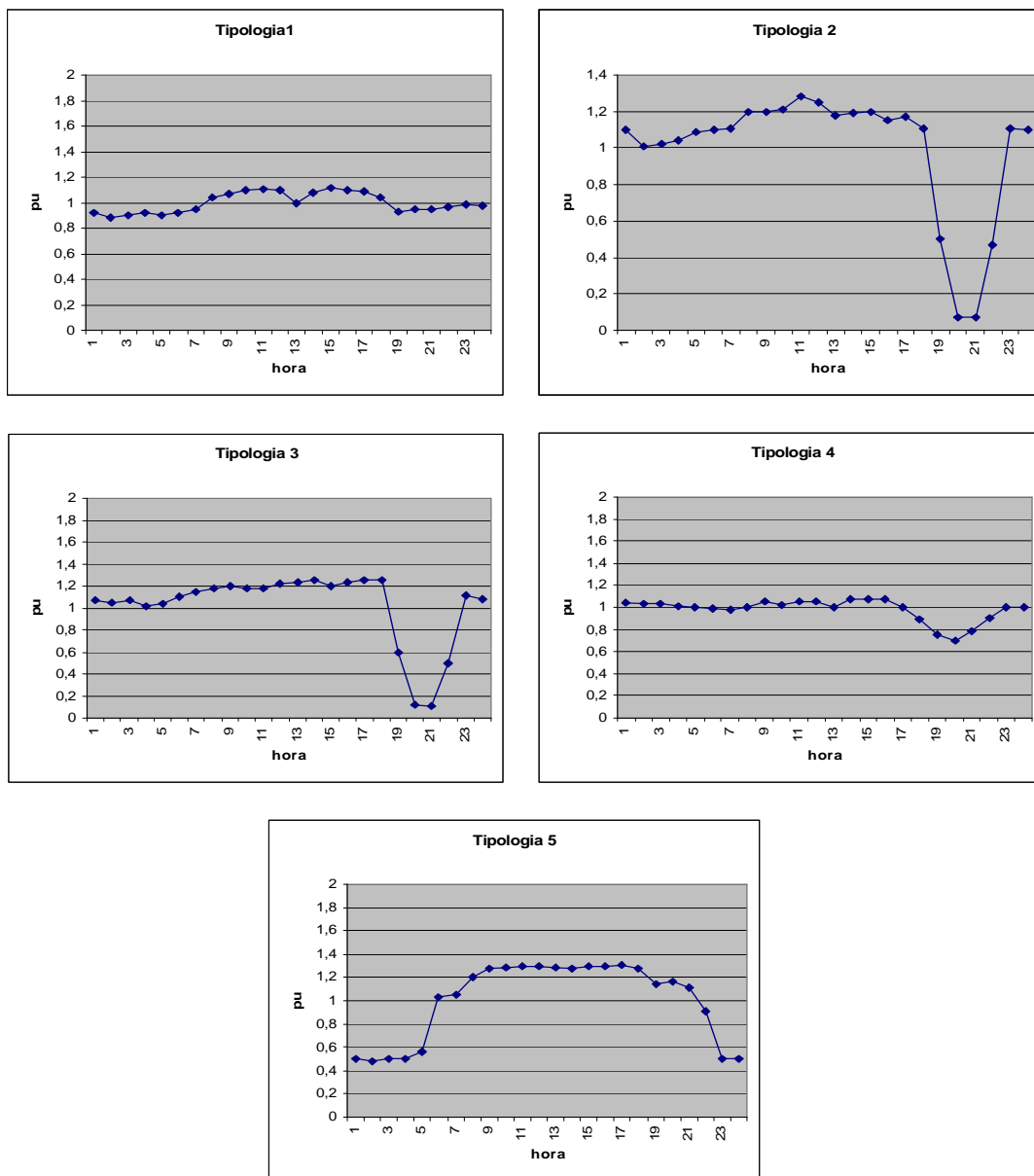


Figura 4. 3 - Tipologias de Carga do Subgrupo A4 - acima de 500kW (em pu da média)
FONTE: ANDRADE, 2002

Tabela 4. 5 - Demandas e FC dos Consumidores do Subgrupo A4 e consumo acima 500kW

FAIXA	TIPOLOGIA A	DEMANDA				FATOR DE CARGA		
		Ponta	FPonta	Máxima	Média	FC (%)	FC PONTA (%)	FC FORA DE PONTA (%)
>500kW	Tipologia 1	1487,2525	1717,24	1717,24	1533,884	89,32%	97,94%	90,22%
	Tipologia 2	766,625	1962,56	1962,56	1528,454	77,88%	55,50%	89,12%
	Tipologia 3	919,95	1916,5625	1916,5625	1558,163	81,30%	55,42%	92,24%
	Tipologia 4	1379,925	1655,91	1655,91	1500,66	90,63%	86,94%	94,26%
	Tipologia 5	1778,57	2008,5575	2008,5575	1537,72	76,56%	93,10%	75,38%
Total > 500kW		6010,34	9076,84	9076,84	7658,90	84,38%	87,31%	89,69%

As demandas média e os fatores de carga para as tipologias consideradas nesta classe de consumo, para o posto ponta e fora de ponta são mostradas na Tabela 4. 5, acima.

4.2.1.3 Tipologias das Redes

Os custos marginais, utilizados para o cálculo da tarifa de uso do sistema de distribuição, são calculados a fim de atribuir os custos aos clientes que os impõe. Na previsão de expansão do sistema, são previstas obras para ampliar as redes e postos de transformação de modo a atender as demandas impostas pelos clientes nos horários de maior carregamento destas redes e postos de transformação. Neste caso exemplo, considerou-se as tipologias dos postos de transformação desde o nível considerado até o nível de produção (energia comercializada). Em um caso real devem-se considerar, também, as curvas de carga das redes de transporte, pois estas podem caracterizar gargalos no sistema e impor custos marginais consideráveis. As curvas de carga dos postos de transformação (Figura 4. 1) estão apresentadas no apêndice A desta dissertação.

4.3 Determinação do Custo Marginal por Nível de Tensão

Como o caso exemplo contempla agrupamentos de consumidores da classe A4, foram calculados os custos marginais por nível de tensão desde o nível A2 até o nível supracitado. Foram utilizadas as metodologias apresentadas no capítulo 3 de acordo com a tabela a seguir.

Tabela 4. 6 - Metodologias aplicada para cada Nível de Tensão

Nível de Tensão		Método
A4	2,3kV a 25kV	LQO
A3a	30kV a 44kV	CIMLP
A3	69kV	CIMLP
A2	88kV a 138kV	CIMLP

4.3.1 Desenvolvimento do Software de Cálculo dos Custos Marginais

A implementação computacional do problema foi realizada utilizando programação C++ em um compilador C++ Builder, que permite a utilização de uma base de dados SQL. Esta linguagem de programação fornece resultados matemáticos confiáveis e é fortemente reconhecida no meio acadêmico e profissional. Os dados foram armazenados e utilizados a partir de um banco de dados SQL Interbase 6. O programa final que fornece os resultados dos custos marginais, para todos os níveis de tensão, a partir dos dados de históricos de obras, para o método da LQO, ou previsão de investimentos, para o método do CIMLP, foi denominado LABTAR.

4.3.2 Custo Marginal por Nível de Tensão

Foram utilizados valores fictícios de previsão de investimentos na aplicação da metodologia do CIMLP, devido a indisponibilidade de dados típicos de concessionárias. Estes valores foram atribuídos como valores que forneceram resultados coerentes aos custos publicados pela ANEEL. Abaixo segue as tabelas de plano de investimentos e previsão de demanda utilizados no caso exemplo para cada nível de tensão, bem como o resultado dos Custos Marginais para cada nível de tensão.

Custo Incremental Médio de Longo Prazo

Projeto: **Aneel 3** Vida Útil (anos): **31** O&M (%): **3,90**
 Nível de Tensão: **30kV a 44kV** TMA (%): **12,00** Tx. Anualização (%): **19,13**
 Depreciação (%): **3,23** **Salvar**

INDEX AND	ANO	TOTAL	V. ANUALIZADO	V. PRESENTE	VARIACAO MW	VP kW
1	2000	R\$ 483.000,00	R\$ 92.397,91	R\$ 92.397,91	3,000	3000,00
2	2001	R\$ 410.000,00	R\$ 78.433,01	R\$ 70.029,47	5,000	4464,29
3	2002	R\$ 752.000,00	R\$ 143.857,61	R\$ 114.682,41	4,000	3188,78
4	2003	R\$ 445.000,00	R\$ 85.128,51	R\$ 60.592,79	4,000	2847,12
5	2004	R\$ 240.000,00	R\$ 45.912,00	R\$ 29.177,91	4,000	2542,07
6	2005	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	5,000	2837,13
7	2006	R\$ 527.700,00	R\$ 100.949,02	R\$ 51.143,91	5,000	2533,16
8	2007	R\$ 913.200,00	R\$ 174.695,17	R\$ 79.023,23	5,000	2261,75
9	2008	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	5,000	2019,42
10	2009	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	0,000	0,00

Ano: **2010** Total por faixa de Tensão: Variação MW: **Inserir** **Atualizar** **Excluir**

CIMLP

Total de Investimento: **R\$ 497.047,59**

Variação Total: **25.693,707 kW**

CIMLP: **19,35 R\$/kW**

Figura 4. 4 - Cálculo do CIMLP para nível de tensão 30kV a 44kV

Custo Incremental Médio de Longo Prazo

Projeto: **Aneel 2** Vida Útil (anos): **32** O&M (%): **3,97**
 Nível de Tensão: **69kV** TMA (%): **12,00** Tx. Anualização (%): **19,08**
 Depreciação (%): **3,11** **Salvar**

INDEX AND	ANO	TOTAL	V. ANUALIZADO	V. PRESENTE	VARIACAO MW	VP kW
1	2000	R\$ 5.196.100,00	R\$ 991.415,88	R\$ 991.415,88	30,000	30000,00
2	2001	R\$ 8.581.100,00	R\$ 1.637.273,88	R\$ 1.461.851,63	39,000	34821,43
3	2002	R\$ 7.660.500,00	R\$ 1.461.623,38	R\$ 1.165.197,25	37,000	29496,17
4	2003	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	34,000	24200,53
5	2004	R\$ 383.000,00	R\$ 73.076,40	R\$ 46.441,38	35,000	22243,13
6	2005	R\$ 1.472.500,00	R\$ 280.953,00	R\$ 159.420,28	39,000	22129,65
7	2006	R\$ 1.071.800,00	R\$ 204.498,44	R\$ 103.605,78	40,000	20265,24
8	2007	R\$ 2.629.900,00	R\$ 501.784,91	R\$ 226.982,02	43,000	19451,02
9	2008	R\$ 2.233.500,00	R\$ 426.151,81	R\$ 172.115,56	44,000	17770,86
10	2009	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	0,000	0,00

Ano: **2010** Total por faixa de Tensão: Variação MW: **Inserir** **Atualizar** **Excluir**

CIMLP

Total de Investimento: **R\$ 4.327.029,50**

Variação Total: **220.378,031 kW**

CIMLP: **19,63 R\$/kW**

Figura 4. 5 - Cálculo do CIMLP para nível de tensão 69kV

Custo Incremental Médio de Longo Prazo

Projeto: Vida Útil (anos): O&M (%):

Nível de Tensão: TMA (%): Tx. Anualização (%):

Depreciação (%):

INDEXANO	ANO	TOTAL	V. ANUALIZADO	V. PRESENTE	VARIACAO MW	VP kW
1	2000	R\$ 4.133.800,00	R\$ 783.768,44	R\$ 783.768,44	53,000	53000,00
2	2001	R\$ 5.720.800,00	R\$ 1.084.663,63	R\$ 968.449,69	68,000	60714,29
3	2002	R\$ 7.654.500,00	R\$ 1.451.293,13	R\$ 1.156.962,00	64,000	51020,41
4	2003	R\$ 3.866.600,00	R\$ 733.107,31	R\$ 521.811,31	60,000	42706,82
5	2004	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	61,000	38766,60
6	2005	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	69,000	39152,45
7	2006	R\$ 5.690.100,00	R\$ 1.078.842,88	R\$ 546.575,38	71,000	35970,81
8	2007	R\$ 10.161.900,00	R\$ 1.926.696,13	R\$ 871.539,50	74,000	33473,84
9	2008	R\$ 2.090.500,00	R\$ 396.358,78	R\$ 160.082,66	77,000	31099,01
10	2009	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	0,000	0,00

CIMLP

Total de Investimento:

Variacão Total:

CIMLP:

Figura 4. 6 - Cálculo do CIMLP para nível de tensão 88kV a 138kV

O cálculo do Custo Marginal de Expansão aplicado até nível A3a foi realizado utilizando o método do CIMLP, enquanto a metodologia utilizada para o cálculo dos Custos Marginais para o nível A4 foi utilizada a metodologia da Lei da Quantidade de Obras. A Figura 4. 7 e Figura 4. 8 apresentam o histórico de investimento e os custos de agregados de obras, bem como suas taxas de atualizações, respectivamente.

Lei da Quantidade de Obras

Projeto: Aneel MT
 Demanda Média (MW):
 MT:

Historico Investimento | Parâmetros de Agregado | Custos Marginais | Consumo Anual | Histórico de Obras | Tipologia

INDEX AND	ANO	CONS.ANUAL	kmRMT
1	1990	R\$ 4.852.000,00	5305,00
2	1991	R\$ 4.749.000,00	5956,00
3	1992	R\$ 5.356.000,00	6751,00
4	1993	R\$ 5.442.121,00	6952,00
5	1994	R\$ 5.261.000,00	7256,00
6	1995	R\$ 5.336.000,00	7641,00
7	1996	R\$ 5.657.000,00	8500,00
8	1997	R\$ 6.264.000,00	9448,00
9	1998	R\$ 7.377.543,00	10101,00
10	1999	R\$ 7.538.742,00	11041,00

Inserir Linha Atualiza Salvar

Figura 4. 7 - Histórico de Investimentos para o nível A4

Lei da Quantidade de Obras

Projeto: Aneel MT
 Demanda Média (MW):
 MT:

Historico Investimento | Parâmetros de Agregado | Custos Marginais | Consumo Anual | Histórico de Obras | Tipologia

AGREGADO	kmRMT
CUSTO.UNIT	R\$ 16.400,00
TMA(%)	13,00
DEP(%)	1,39
O&M(%)	2,74
TX.ANUAL(%)	17,13
FC	0,6843

AtualizaAgreg

Agregado

Agregado de Obra: km Rede Depreciação (%): FC:
 Custo Unitário: O&M (%):
 TMA (%): Tx. Anualização (%): Inserir

Figura 4. 8 - Dados para cálculo do CM a partir da LQO

Figura 4. 9- Custo Marginal de Expansão para o nível A4

A Tabela 4.7, abaixo, sumariza os resultado dos cálculos dos custos marginais de expansão de capacidade desde o nível de atendimento, A4, até o nível A2.

Tabela 4. 7 - Custo de Expansão do Caso Exemplo

Nível de Tensão		CUSTO MARGINAL
A4	2,3KV A 25KV	34,27R\$/kW
A3a	30KV A 44KV	19,35 R\$/kW
A3	69KV	19,63 R\$/kW
A2	88KV A 138KV	12,98 R\$/kW

4.4 Custos Marginais de Capacidade

Após a determinação dos Custos Marginais para cada nível de tensão, utilizando as metodologias do CIMLP e LQO, passa-se para a determinação da contribuição de cada tipologia na composição do custo marginal de capacidade, também conhecido como custo marginal de potência. Uma vez que para o atendimento de um cliente em determinado nível, o fluxo de energia é transportado em várias redes e passa por vários postos de transformação, estes clientes são responsáveis diretos na composição da curva de carga

destes. Assim, a partir deste ponto, estas responsabilidades são determinadas para cada tipologia definidas para o nível de atendimento em questão.

4.4.1 Responsabilidade de Potência

Para a determinação do Custo Marginal de cada tipologia é necessário conhecer a responsabilidade de potência de cada tipologia de carga no sistema. Esta responsabilidade é calculada desde o nível de atendimento até o nível mais a montante. De acordo com a metodologia apresentada no capítulo 3, para determinar a responsabilidade de potência para cada tipologia, é necessário calcular o fator de coincidência e a probabilidade de associação dos clientes às redes tipo (postos de transformação).

4.4.1.1 Fator de Coincidência

O Fator de Coincidência é a demanda de cada hora dividido pela demanda máxima do posto tarifário para cada tipologia;

Tabela 4. 8 - Fator de Coincidência para as Tipologias do Caso Exemplo

		Ph		
		F. Ponta	Ponta	Ponta
Tipologia		17	19	20
10kW a 50kW	Tipologia 1	0,7952381	1	0,8979592
	Tipologia 2	0,92913386	1	0,1176471
	Tipologia 3	0,92121212	1	0,82
	Tipologia 4	0,96017699	1	0,6333333
	Tipologia 5	0,9354226	1	0,3780488
	Tipologia 6	0,99557522	1	0,6666667
	Tipologia 7	1	1	0,5
>500kW	Tipologia 1	0,97321429	0,97894737	1
	Tipologia 2	0,9140625	1	0,14
	Tipologia 3	1	1	0,2
	Tipologia 4	0,92592593	0,96153846	0,8974359
	Tipologia 5	1	0,98275862	1

4.4.1.2 Probabilidade de associação dos Clientes às redes tipo

Para calcular a probabilidade de associação das tipologias às redes-tipo, deve-se determinar os seguintes fatores:

α – Participação de cada tipo de rede na energia total que transita no nível

β – Percentual de cada tipologia em cada tipo de rede

A determinação do fator α , é feita a partir do conhecimento da participação de cada rede na energia total que transita no nível. É possível determinar este fator a partir do diagrama de fluxo simplificado apresentado na Figura 4. 1.

As curvas de cargas das redes/postos de transformação são formadas pela contribuição de cada tipologia de clientes existente no nível. A determinação desta contribuição, fator β , é feita a partir de um problema de otimização, programação linear, onde as variáveis são a participação de cada tipologia e o erro entre a composição e a curva original. Ao minimizar este erro encontra-se os valores do fator β . Para a obtenção dos valores deste fatores, utilizou-se o software matemático, MATLAB.

Tabela 4. 9 Fator α e β para o Nível A4

Nível A4			Postos de Transformação		
			A3a/A4	A3/A4	A2/A4
Fator Alfa			6,40%	50,70%	42,90%
10kW a 50kW	Beta	Tipologia 1	0,3500%	0,1600%	0,1900%
		Tipologia 2	0,1200%	1,2200%	0,6200%
		Tipologia 3	1,8100%	0,5600%	0,8500%
		Tipologia 4	0,1000%	0,0600%	0,0900%
		Tipologia 5	2,9200%	0,1300%	0,3200%
		Tipologia 6	0,3100%	0,1000%	0,2000%
		Tipologia 7	4,8400%	0,1300%	0,0600%
>500kW	Beta	Tipologia 1	0,5300%	12,7200%	9,6900%
		Tipologia 2	0,4400%	0,8100%	0,6600%
		Tipologia 3	0,2500%	1,5800%	0,4900%
		Tipologia 4	0,3100%	41,9400%	26,4600%
		Tipologia 5	2,3800%	1,4700%	4,9800%
Horário de Ponta da rede			19h	17h	19 - 20h

Tabela 4. 10 - Fator α e β para o Nível A3a

Nível A3a			Postos de Transformação	
			A3/A3a	A2/A3a
Fator Alfa			59,16%	40,84%
10kW a 50kW	Beta	Tipologia 1	0,1771%	0,1765%
		Tipologia 2	0,0607%	0,0605%
		Tipologia 3	0,9157%	0,9126%
		Tipologia 4	0,0506%	0,0504%
		Tipologia 5	1,4772%	1,4723%
		Tipologia 6	0,1568%	0,1563%
		Tipologia 7	2,4486%	2,4403%
>500kW	Beta	Tipologia 1	0,2681%	0,2672%
		Tipologia 2	0,2226%	0,2218%
		Tipologia 3	0,1265%	0,1261%
		Tipologia 4	0,1568%	0,1563%
		Tipologia 5	1,2040%	1,2000%
Horário de Ponta da rede			19h	19h

Tabela 4. 11 - Fator α e β para o Nível A3

Nível A3			Postos de Transformação
			A2/A3
Fator Alfa			100,0000%
10kW a 50kW	Beta	Tipologia 1	0,0521%
		Tipologia 2	0,3971%
		Tipologia 3	0,1823%
		Tipologia 4	0,0195%
		Tipologia 5	0,0423%
		Tipologia 6	0,0326%
		Tipologia 7	0,0423%
>500kW	Beta	Tipologia 1	4,1404%
		Tipologia 2	0,2637%
		Tipologia 3	0,5143%
		Tipologia 4	13,6515%
		Tipologia 5	0,4785%
Horário de Ponta da rede			19h

Tabela 4. 12 - Fator α e β para o Nível A2

Nível A2			Postos de Transformação
			A3/A3a
Fator Alfa			100,0000%
10kW a 50kW	Beta	Tipologia 1	0,1015%
		Tipologia 2	0,3312%
		Tipologia 3	0,4541%
		Tipologia 4	0,0481%
		Tipologia 5	0,1709%
		Tipologia 6	0,1068%
		Tipologia 7	0,0321%
>500kW	Beta	Tipologia 1	5,1764%
		Tipologia 2	0,3526%
		Tipologia 3	0,2618%
		Tipologia 4	14,1349%
		Tipologia 5	2,6603%
Horário de Ponta da rede			19h

Após a determinação do fator α e β , passa-se a determinação da probabilidade de associação dos clientes às redes. A Tabela 4. 13 apresenta os resultados das probabilidades de associação dos clientes-tipo às redes-tipo desde o nível A2 até o nível A4, para o caso exemplo.

Tabela 4. 13 - Probabilidade de Associação dos Clientes às Redes Tipo

Nível			Probabilidade de Associação dos Clientes Tipo às Redes Tipo		
			Fora Ponta	Ponta	
			17h	19h	20h
A4	10kW a 50kW	Tipologia 1	43,8415%	34,1323%	22,0262%
		Tipologia 2	69,3275%	15,7666%	14,9059%
		Tipologia 3	37,1424%	39,0059%	23,8517%
		Tipologia 4	40,3288%	34,0779%	25,5933%
		Tipologia 5	16,8970%	65,5062%	17,5969%
		Tipologia 6	32,4293%	40,1305%	27,4402%
		Tipologia 7	16,4196%	80,3742%	3,2062%
	>500kW	Tipologia 1	60,6114%	19,8537%	19,5349%
		Tipologia 2	56,8819%	23,5093%	19,6088%
		Tipologia 3	77,9795%	11,7890%	10,2315%
		Tipologia 4	65,1562%	17,4523%	17,3915%
		Tipologia 5	24,5644%	40,2280%	35,2076%
		Tipologia 6	0,0000%	57,7396%	37,2604%
		Tipologia 7	0,0000%	48,8330%	46,1670%
A3a	10kW a 50kW	Tipologia 1	0,0000%	58,9516%	36,0484%
		Tipologia 2	0,0000%	54,2540%	40,7460%
		Tipologia 3	0,0000%	74,8840%	20,1160%
		Tipologia 4	0,0000%	56,4209%	38,5791%
		Tipologia 5	0,0000%	91,3557%	3,6443%
		Tipologia 6	0,0000%	47,8844%	47,1156%
		Tipologia 7	0,0000%	51,7968%	43,2032%
	>500kW	Tipologia 1	0,0000%	50,8597%	44,1403%
		Tipologia 2	0,0000%	47,5829%	47,4171%
		Tipologia 3	0,0000%	50,6612%	44,3388%
		Tipologia 4	0,0000%	57,7396%	37,2604%
		Tipologia 5	0,0000%	48,8330%	46,1670%
		Tipologia 6	0,0000%	58,9516%	36,0484%
		Tipologia 7	0,0000%	54,2540%	40,7460%
A3	10kW a 50kW	Tipologia 1	0,0000%	74,8840%	20,1160%
		Tipologia 2	0,0000%	56,4209%	38,5791%
		Tipologia 3	0,0000%	91,3557%	3,6443%
		Tipologia 4	0,0000%	47,8844%	47,1156%
		Tipologia 5	0,0000%	51,7968%	43,2032%
		Tipologia 6	0,0000%	50,8597%	44,1403%
		Tipologia 7	0,0000%	47,5829%	47,4171%
	>500kW	Tipologia 1	0,0000%	50,6612%	44,3388%
		Tipologia 2	0,0000%	57,7396%	37,2604%
		Tipologia 3	0,0000%	48,8330%	46,1670%
		Tipologia 4	0,0000%	58,9516%	36,0484%
		Tipologia 5	0,0000%	54,2540%	40,7460%
		Tipologia 6	0,0000%	74,8840%	20,1160%
		Tipologia 7	0,0000%	56,4209%	38,5791%
A2	10kW a 50kW	Tipologia 1	0,0000%	91,3557%	3,6443%
		Tipologia 2	0,0000%	47,8844%	47,1156%
		Tipologia 3	0,0000%	51,7968%	43,2032%
		Tipologia 4	0,0000%	50,8597%	44,1403%
		Tipologia 5	0,0000%	47,5829%	47,4171%
		Tipologia 6	0,0000%	50,6612%	44,3388%
		Tipologia 7	0,0000%	57,7396%	37,2604%
	>500kW	Tipologia 1	0,0000%	48,8330%	46,1670%
		Tipologia 2	0,0000%	58,9516%	36,0484%
		Tipologia 3	0,0000%	54,2540%	40,7460%
		Tipologia 4	0,0000%	74,8840%	20,1160%
		Tipologia 5	0,0000%	56,4209%	38,5791%
		Tipologia 6	0,0000%	91,3557%	3,6443%
		Tipologia 7	0,0000%	47,8844%	47,1156%

4.4.1.3 Responsabilidade de Potência para as Tipologias do Caso Exemplo

Tabela 4. 14 - Responsabilidade Potência para as Tipologias do Caso Exemplo

Responsabilidade de Potencia dos Clientes Tipo									
Tipologia		A4		A3a		A3		A2	
		Ponta	F.Ponta	Ponta	F.Ponta	Ponta	F.Ponta	Ponta	F.Ponta
10kW a 50kW	Tipologia 1	56,61%	36,26%	96,67%	0,00%	98,49%	0,00%	103,97%	0,00%
	Tipologia 2	18,40%	66,99%	57,52%	0,00%	58,61%	0,00%	61,86%	0,00%
	Tipologia 3	61,49%	35,58%	93,82%	0,00%	95,59%	0,00%	100,90%	0,00%
	Tipologia 4	52,80%	40,27%	84,86%	0,00%	86,46%	0,00%	91,27%	0,00%
	Tipologia 5	75,77%	16,44%	87,44%	0,00%	89,09%	0,00%	94,04%	0,00%
	Tipologia 6	61,35%	33,58%	87,07%	0,00%	88,71%	0,00%	93,64%	0,00%
	Tipologia 7	86,08%	17,08%	98,77%	0,00%	100,63%	0,00%	106,22%	0,00%
>500kW	Tipologia 1	40,92%	61,35%	99,63%	0,00%	101,51%	0,00%	107,15%	0,00%
	Tipologia 2	27,57%	54,07%	61,32%	0,00%	62,47%	0,00%	65,94%	0,00%
	Tipologia 3	14,53%	81,10%	63,27%	0,00%	64,46%	0,00%	68,04%	0,00%
	Tipologia 4	34,01%	62,74%	93,60%	0,00%	95,37%	0,00%	100,67%	0,00%
	Tipologia 5	78,48%	25,55%	99,77%	0,00%	101,66%	0,00%	107,30%	0,00%

4.4.1.4 Fator de Perdas

Quando um cliente é atendido em determinado nível, A4 no caso exemplo, a energia é transportada em vários níveis até aquele nível de atendimento. Estas perdas estão diretamente ligadas à energia que transita na rede, e a maior responsabilidade pela mesma é daquele consumidor, que demanda a maior quantidade de energia no momento de maior carregamento da rede. Como no cálculo da responsabilidade de potência o fator de perdas não é considerado, este deve ser incluído no cálculo do custo marginal a partir da multiplicação deste fator pela responsabilidade de potência de cada tipologia de carga considerada. Neste caso exemplo utilizou-se valores médios de perdas para os níveis, lembrando que há metodologias e estudos para a determinação deste fator (BRASIL, 1985).

Tabela 4. 15- Fator de Perdas Acumuladas

Fator de Perdas				
Nível	Potencia		Energia	
	Ponta	F. Ponta	Ponta	
A4	1,05	1,04	1,06	1,04
A3a	1,06	1,04	1,06	1,04
A3	1,08	1,05	1,08	1,05
A2	1,14	1,09	1,13	1,09
A1	1,15	1,10	1,15	1,10

4.4.2 Custos Marginais de Capacidade

A Tabela 4. 16 contém os custos marginais de capacidade para as tipologias consideradas de consumidores atendidos no nível A4, desde este nível até o nível A2.

Tabela 4. 16 - Custos Marginais de Capacidade para todos os níveis de Tensão (R\$/KW)

		Custo Marginal de Capacidade							
		A4		A3a		A3		A2	
Tipologia		Ponta	F.Ponta	Ponta	F.Ponta	Ponta	F.Ponta	Ponta	F.Ponta
10kW a 50kW	Tipologia 1	20,03	12,83	1,20	0,00	9,81	0,00	5,80	0,00
	Tipologia 2	6,51	23,70	0,72	0,00	5,83	0,00	3,45	0,00
	Tipologia 3	21,76	12,59	1,17	0,00	9,52	0,00	5,62	0,00
	Tipologia 4	18,68	14,25	1,06	0,00	8,61	0,00	5,09	0,00
	Tipologia 5	26,81	5,82	1,09	0,00	8,87	0,00	5,24	0,00
	Tipologia 6	21,70	11,88	1,08	0,00	8,83	0,00	5,22	0,00
	Tipologia 7	30,45	6,04	1,23	0,00	10,02	0,00	5,92	0,00
>500kW	Tipologia 1	14,48	21,70	1,24	0,00	10,11	0,00	5,97	0,00
	Tipologia 2	9,75	19,13	0,76	0,00	6,22	0,00	3,68	0,00
	Tipologia 3	5,14	28,69	0,79	0,00	6,42	0,00	3,79	0,00
	Tipologia 4	12,03	22,20	1,17	0,00	9,49	0,00	5,61	0,00
	Tipologia 5	27,77	9,04	1,24	0,00	10,12	0,00	5,98	0,00

O Custo Marginal de Capacidade de cada tipologia é dado a partir da soma dos custos marginais de capacidade impostos pelos mesmos para todos os níveis de tensão. A Tabela 4. 17, abaixo, apresenta os custos marginais de capacidade para as tipologias consideradas no caso exemplo.

Tabela 4. 17 - Custo Marginal de Capacidade Total para as Tipologias do Caso Exemplo (R\$/KW)

		Custo Marginal de Capacidade	
		Total	
Tipologia		Ponta	F.Ponta
10kW a 50kW	Tipologia 1	36,83	12,83
	Tipologia 2	16,51	23,70
	Tipologia 3	38,07	12,59
	Tipologia 4	33,43	14,25
	Tipologia 5	42,01	5,82
	Tipologia 6	36,84	11,88
	Tipologia 7	47,62	6,04
>500kW	Tipologia 1	31,80	21,70
	Tipologia 2	20,41	19,13
	Tipologia 3	16,14	28,69
	Tipologia 4	28,30	22,20
	Tipologia 5	45,11	9,04

4.5 Custo Marginal de Energia

A Tabela 4. 18 apresenta os custos marginais de energia para o caso exemplo calculados a partir da equação 3.13, fatores de perda acumuladas, Tabela 4. 15, e um custo marginal de fornecimento de energia de R\$45,00/kWh, tanto para o posto ponta como fora de ponta, expresso em R\$/kW.ano, para posterior utilização na soma com o custo marginal de potência nesta mesma unidade.

Tabela 4. 18 - Custo Marginal de Energia do caso exemplo (R\$/KW.ano)

Tipologia		CM Energia (R\$/kW.ano)	
		Ponta	F.Ponta
10kW a 50kW	Tipologia 1	6,01402428	200,7335428
	Tipologia 2	9,32425148	332,5148392
	Tipologia 3	29,2111644	234,8593616
	Tipologia 4	10,7204066	181,6133017
	Tipologia 5	12,7093542	193,7410347
	Tipologia 6	5,60327434	186,50795
	Tipologia 7	19,1133662	188,2037375
Acima de 500kW	Tipologia 1	47,7080316	341,5276452
	Tipologia 2	9,47399833	329,7041524
	Tipologia 3	12,3416017	335,0916172
	Tipologia 4	39,8486247	363,3846505
	Tipologia 5	49,0255234	284,1142534

4.6 Custo Marginal Total

A Tabela 4. 19 contém o custo marginal total para o caso exemplo, que é a soma dos custos marginais de capacidade e de energia, bem como as horas de utilização de demanda máxima dos clientes do caso exemplo, para o posto ponta e fora de ponta.

Tabela 4. 19 - Custo Marginal Total do caso exemplo

Tipologia		Horas de Util.(h/ano)		CM Total (R\$/KW)	
		H ponta	H fponta	Ponta	F.Ponta
10kW a 50kW	Tipologia 1	116,21	4055,22	42,06	195,31
	Tipologia 2	180,18	6717,47	24,62	325,99
	Tipologia 3	564,47	4744,63	63,47	226,10
	Tipologia 4	207,16	3668,96	42,75	179,35
	Tipologia 5	245,59	3913,96	53,06	181,94
	Tipologia 6	108,28	3767,84	41,71	181,43
	Tipologia 7	369,34	3802,10	64,24	177,14
Acima de 500kW	Tipologia 1	921,89	6899,55	73,28	332,18
	Tipologia 2	183,07	6660,69	28,65	318,86
	Tipologia 3	238,49	6769,53	26,87	333,32
	Tipologia 4	770,02	7341,10	62,95	352,55
	Tipologia 5	947,35	5739,68	87,74	267,32

4.7 Passagem dos Custos Marginais às Tarifas de Referência

As tarifas de referência são obtidas a partir de uma aproximação dos custos marginais de fornecimento típicos a tarifa binômia, funções lineares de potência e energia. (BITU e BORNE, 1993). A partir dos dados da Tabela 4. 19, pode-se plotar a curva do custo marginal total versus as horas de utilização para cada posto, ponta e fora de ponta. A partir de uma regressão linear determina-se a reta que aproxima-se da curva, sendo os parâmetros da reta os valores da tarifa de potência e energia, constante e coeficiente angular respectivamente.

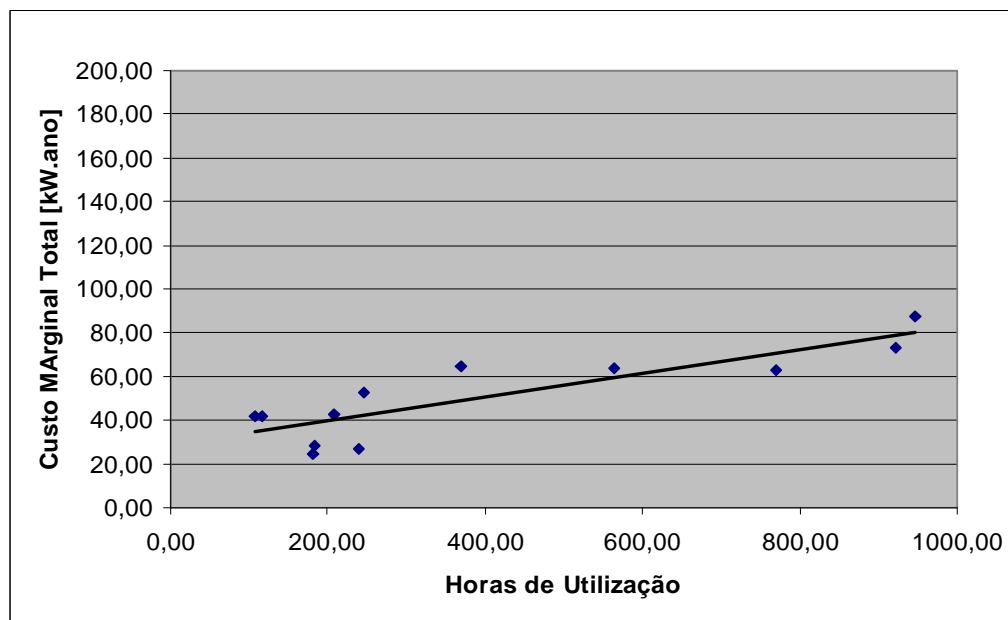


Figura 4. 10 - Custos totais no posto ponta

Após plotar os custos marginais versus horas de utilização na ponta (Figura 4. 10) determinou-se equação da reta por meio de uma regressão linear, onde se chegou na equação $y=29,006+0,05427x$. Assim encontrou-se o valor de 29,00 R\$/kW.ano como tarifa de potência e 54,27 R\$/MWh como tarifa de energia.

De forma análoga determinou-se as tarifas para o posto fora de ponta, encontrando-se os valores de 0,00 R\$/kW.ano e 48,00 R\$/MWh para a tarifa de potência e energia respectivamente. A Figura 4. 11, mostra os custos marginais versus horas de utilização para o posto fora de ponta.

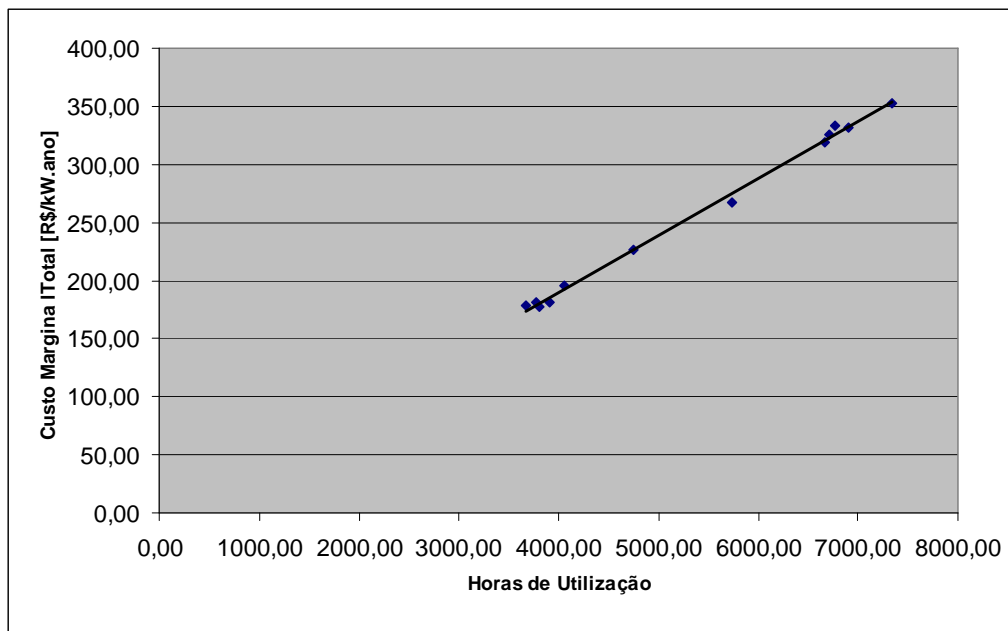


Figura 4. 11 - Custos totais no posto fora de ponta

4.8 Comparação entre os Custos Marginais e Tarifa de Referência

Como visto anteriormente as tarifas de energia elétrica devem preservar alguns princípios como o da neutralidade, que visa garantir próximo da unidade a relação entre a tarifa paga pelo consumidor e seu custo marginal, da igualdade que prevê a tarifação de forma semelhante para todos os consumidores, e o princípio da eficácia que visa o incentivo do uso racional da energia.

Com base nesses princípios a seguir serão comparados os custos marginais das tipologias do caso exemplo e a tarifa de referência calculada para o mesmo, de modo a analisar a atual metodologia usada na determinação da tarifa de energia elétrica.

Os gráficos das Figura 4. 12 à Figura 4. 15 comparam os custos marginais de potência, ou capacidade e custos marginais de energia com as respectivas tarifas de referência para o nível A4, calculada considerando apenas as tipologias analisadas no caso exemplo.

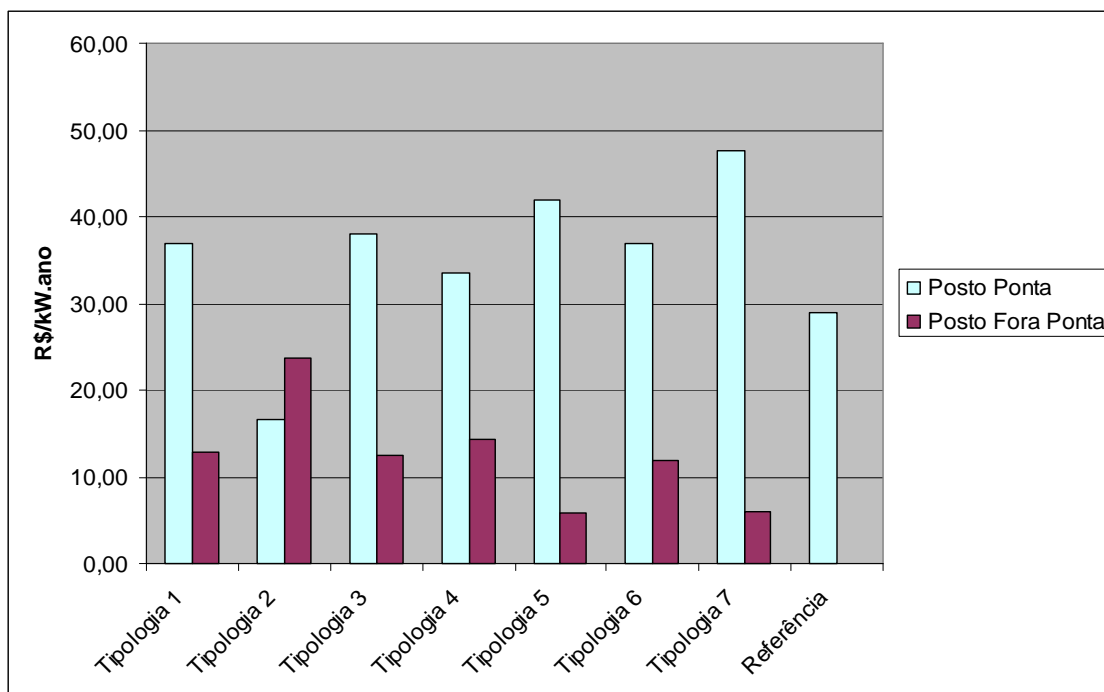


Figura 4. 12 - Custos Marginais de Potência para Clientes com demanda entre 10kW e 50kW e Tarifa de Referência de Potência para o Nível A4

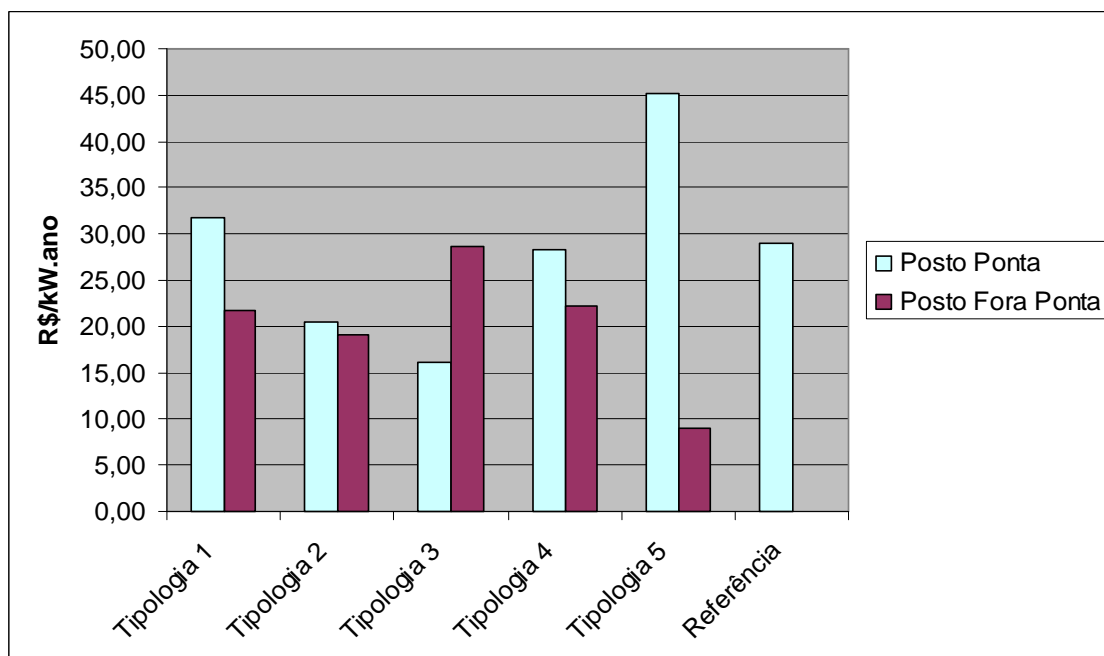


Figura 4. 13 - Custos Marginais de Potência para Clientes com demanda acima de 500kW e Tarifa de Referência de Potência para o Nível A4

Pode-se observar nas figuras 4.12 e 4.13 distorções no valor das tarifas de referência em relação aos custos marginais. Em relação à tarifa de referência de potência, vê-se que há um deslocamento do custo de potência para a componente de energia, no posto fora de ponta. Ainda neste posto, pode-se observar que consumidores da tipologia 3, de consumidor com demanda acima de 500kW, são mais beneficiados que os consumidores da tipologia 5, desta mesma classe de consumo (Figura 4. 13). Como todas as tipologias seriam tarifadas com uma tarifa zero para componente de potência, para este posto, os consumidores com maiores custos marginais seriam os mais beneficiados, o que contraria o princípio da neutralidade e igualdade tarifária. Para os consumidores com demanda entre 10kW e 50kW, Figura 4. 12, as mesmas distorções podem ser observadas.

No posto ponta também é visível uma distorção, havendo um subsidio por parte dos consumidores da tipologia 7, com demanda entre 10kW e 50kW e consumidores da tipologia 5 , com demanda superior a 500kW, para os consumidores da tipologia 2 e demanda entre 10kW e 50kW e tipologias 2 e 3, com demanda superior a 500kW, por exemplo (Figura 4. 12 e Figura 4. 13).

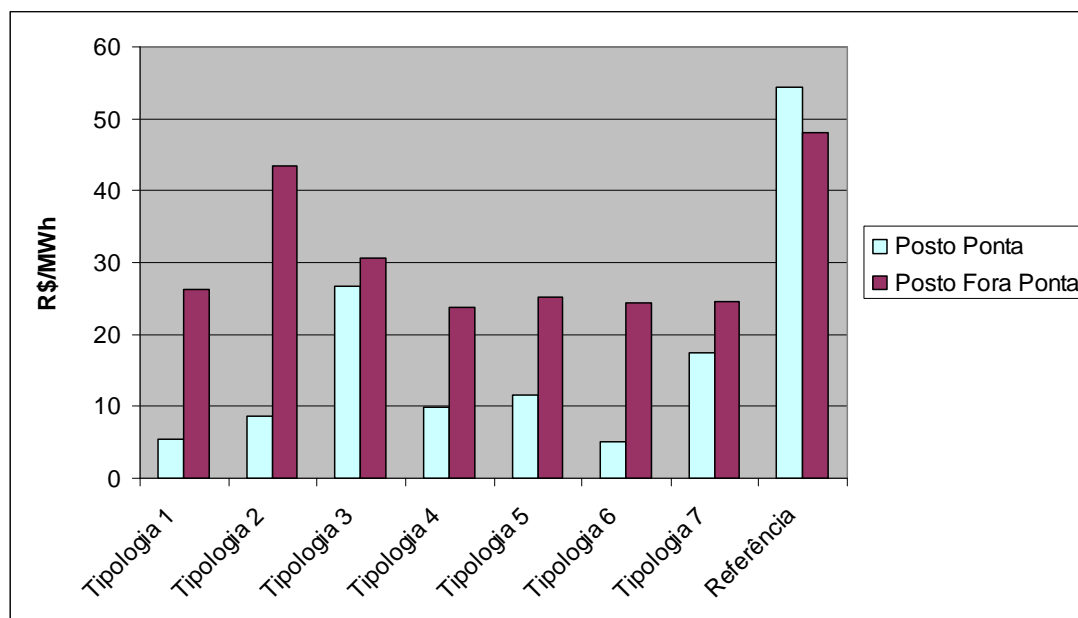


Figura 4. 14 - Custos Marginais de Energia para Clientes com demanda entre 10kW e 50kW e Tarifa de Referência de Energia para o Nível A4

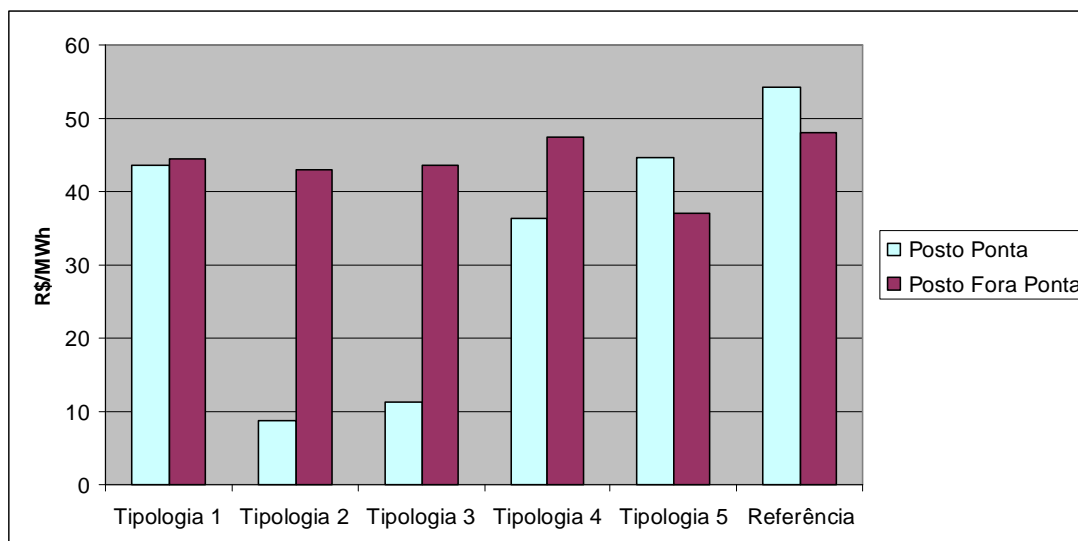


Figura 4. 15 - Custos Marginais de Energia para Clientes com demanda acima de 500kW e Tarifa de Referência de Energia para o Nível A4

De forma semelhante à análise feita para a componente de potência, podem-se identificar os subsídios presentes na componente de energia. Consumidores, com menores custos marginais são tarifados por uma tarifa de referência única. Assim, criando-se subsídio cruzado, ferindo os princípios da igualdade, pois os benefícios não são os mesmos para todos os consumidores, da eficácia, pois um consumidor que é tarifado com uma tarifa inferior ao seu custo poderá não buscar o uso eficiente da energia elétrica e o princípio da neutralidade, uma vez que a tarifa de referência calculada difere bastante do custo marginal de algumas tipologias. Isto pode ser observado no custo marginal dos consumidores da tipologia 2 e demanda superior a 500kW e sua respectiva tarifa de referência para o posto ponta, por exemplo.

Pode-se observar nas Figura 4. 14 e Figura 4. 15, que todos os custos marginais são inferiores às suas respectivas tarifas de referência. Isto se deve à aproximação realizada na metodologia da passagem dos custos marginais às tarifas de referência, que deve ser seguido de uma série de ajustes, dentre eles o ajuste à demanda faturada, que garante a arrecadação total, por parte das concessionárias, dos custos impostos ao sistema (ANEEL, 2002).

4.9 Resumo

A escolha da metodologia a ser adotada no cálculo dos custos marginais de expansão é de fundamental importância na qualidade dos resultados obtidos, dada a possibilidade de surgirem discrepâncias nos valores calculados em cada método. Neste capítulo foi apresentado um caso exemplo da determinação dos custos marginais para um conjunto de tipologias de carga do subgrupo A4, a fim de demonstrar distorções dos mesmos em relação à tarifa de referência, atualmente aplicada para todo o nível de tensão.

A determinação dos custos marginais pode ser separada em duas partes, sendo a primeira a determinação dos custos marginais por nível de tensão, atualmente determinados pelas metodologias CIMLP e LQO e a segunda a determinação da contribuição de cada tipologia de carga na composição destes custos.

No caso exemplo utilizou-se a metodologia da CIMLP para os níveis de tensão mais altos e LQO para a determinação do custo marginal para o nível A4. A metodologia recomendável é aquela onde os resultados refletem mais adequadamente a realidade futura da Empresa. Empresas recém criadas, que não possuam histórico suficientemente longo e confiável, que mudaram a política de investimentos face à privatização e/ou exigências da ANEEL no que concerne à qualidade do serviço, devem tomar os devidos cuidados na aplicação da metodologia das LQO's. Devem, adicionalmente, investir em estudos de planejamento criteriosos que forneçam um plano de obras realista, em conformidade com as necessidades da Empresa e possibilite o cálculo dos custos marginais da expansão mediante a metodologia do CIMLP (VELASQUEZ, 2002).

O Caso exemplo apresentado mostrou distorções entre os custos marginais, tanto de potência como energia e suas respectivas tarifas de referência, determinadas pela atual metodologia. Pode-se observar que há subsídios entre os consumidores atendidos no mesmo nível de tensão, ferindo-se assim os princípios de uma tarifa de energia ideal, ou seja os princípios da igualdade, neutralidade e eficácia.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

5.1 Conclusões Preliminares

5.1.1 Referente aos Objetivos Específicos

Os custos marginais constituem parâmetros fundamentais para elaboração de uma estrutura tarifária eficiente, visando uma justiça tarifária e alocando os custos àqueles que os geram. As metodologias de cálculo do custo marginal para cada nível de tensão são o Custo Incremental Médio de Longo Prazo (CIMLP) que faz a aproximação do custo marginal com base no custo médio de expansão prevista e o método e Lei da Quantidade de Obras (LQO), que baseia-se na premissa que o futuro próximo comporta-se como o passado recente. Estas metodologias são utilizadas no Setor Elétrico desde a década de 80, e trazem resultados satisfatórios no que diz respeito à coerência dos resultados.

As principais de vantagens de cada umas destas duas metodologias são:

LQO: Revela uma provável tendência de investimentos; dispõe de uma base de dados confiável concernente aos históricos de investimento e volume de obras praticadas e permite estimar o impacto da evolução tecnológica na implantação de redes de média e baixa tensão; e fornece subsídios para definição de políticas de projeto de redes de média e baixa tensão.

CIMLP: revela a real necessidade de investimentos da Empresa.

Como desvantagens ou cuidados para cada metodologia pode-se destacar:

LQO: Dados históricos inexistentes e/ou não confiáveis em algumas Empresas; descontinuidades de políticas de investimentos nas Empresas que poderá distorcer a realidade futura dos custos; probabilidades de mudanças de políticas de investimentos “Passado x Futuro” que poderá levar a resultados incorretos; Índices de qualidade de serviços registrados no “passado versus compromissos assumidos para o futuro”; e dificuldade de os custos avaliados de operação, reforços e manutenção refletirem a prática.

CIMLP: Indivisibilidade das obras, que, dependendo do grau, poderá distorcer o resultado obtido (a aproximação Custo Médio x Custo Marginal se torna imprecisa); Passado com excesso ou carência de investimento, o que poderá refletir de forma expressiva nos primeiros anos da série, distorcendo o resultado do que seria o Custo Marginal de Longo Prazo.

Estas metodologias apresentam vantagens e desvantagens e diferenças entre elas, o que faz com que cada uma tenha sua aplicação restrita à um determinado nível de tensão. Assim, quando utilizadas em conjunto trazem bons resultados para a determinação das tarifas de energia elétrica. O objetivo deste trabalho foi aplicar as metodologias e analisar os resultados. Não se buscou a validação destas metodologias, mas sim a aplicação em conjunto da metodologia da determinação dos custos marginais por classes de consumidores.

Então, foi realizado o cálculo dos custos marginais por nível de tensão, aplicando a responsabilidade pelos custos para as classes de consumidores consideradas para o subgrupo A4, de um caso exemplo, até chegar no valor da tarifa de referência, para este subgrupo. A tarifa de referência foi calculada utilizando a atual metodologia aplicada pelas concessionárias, sendo única para todo o nível.

Após a determinação dos custos marginais para as classes de consumidores do subgrupo A4 e da tarifa de referência do mesmo, pode-se avaliar as possíveis distorções nas tarifas com base nos fundamentos apresentados neste trabalho.

5.1.2 Referente ao Objetivo Geral

Por se tratar de um serviço público de necessidade básica para a população e por permitir o crescimento da economia de países como o Brasil, a energia elétrica merece uma especial atenção no aspecto tarifário.

Desde o início da prestação de serviço de energia elétrica no Brasil, estudos foram feitos na área de tarifa de energia, desde a tarifa monômnia até as tarifas horosazonais desenvolvida nos anos 80. Ainda na década de oitenta foram realizados estudos para a

determinação da energia elétrica com base nos custos marginais, os quais são utilizados até hoje, sem nenhuma modificação.

O presente trabalho mostrou que a atual abordagem na determinação da tarifa de energia elétrica com base nos custos marginais já não é suficientemente eficaz em um cenário onde o uso racional de energia se faz cada vez mais necessário.

A Tarifa de Referência, utilizada para a determinação da Tarifa Integrada, é atualmente calculada para cada nível de tensão e classe de consumo (faixa de demanda), sendo diferenciada apenas para consumidores residenciais, comerciais e industriais para o nível BT.

O estudo realizado identificou distorções nestes cálculos, uma vez que os custos marginais das classes de consumidores (tipologia de carga) presentes na rede, diferem da tarifa de referência aplicada para o nível de tensão de atendimento. Clientes com menor custo marginal são subsidiados por aqueles que impõe custos maiores, comparados à tarifa de referência do nível, ambos pertencentes à mesma classe de consumo.

Embora na tarifa de energia elétrica possam haver subsídios, incentivados por fatores sociais, econômicos e políticos, estes devem acontecer na elaboração da tarifa integrada, e não na tarifa de referência que leva em conta somente aspectos técnicos.

O presente trabalho mostra que há distorções na elaboração de tarifas de energia elétrica aplicada no Setor Elétrico Brasileiro pelas concessionárias. As tarifas, baseadas no custo marginal, aplicadas por nível de tensão e classes de consumo, podem ser aplicadas diferentemente para as diferentes classes de consumidores (tipologias), baseada em seus custos marginais, visando um uso mais racional de energia, mantendo o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias e ainda o princípio da justiça tarifária, onde a responsabilidade dos custos é repassada àqueles que os geram.

A presente estrutura tarifária do Setor Elétrico merece uma revisão, com o estabelecimento de novos postos tarifários e a implantação de tarifas diferenciadas aplicada para diferentes classes de consumidores (diferentes tipologias). Isto poderá trazer grandes benefícios para o Setor Elétrico Brasileiro, melhorando o fator de carga do sistema,

reduzindo ou adiando a necessidade de investimentos na expansão do sistema para atendimento em horários de ponta, e incentivando o uso racional da energia elétrica.

5.2 Resumo

Este trabalho traz um estudo da aplicação de metodologias para cálculo de tarifas de energia elétrica com base nos custos marginais do sistema aplicados para diferentes tipologias de carga. O Cálculo da tarifa de energia pode ser separado em duas etapas: O levantamento e cálculo dos custos do sistema e a aplicação destes no cálculo das tarifas para cada classe de consumidor considerada.

Neste trabalho buscou-se obter uma referencia bibliográfica do estudo das tarifas elétricas no Brasil, métodos utilizados, diferenças, vantagens e desvantagens dos mesmos bem como uma análise do comportamento das classes de consumidores e suas influências na formação da tarifa de energia.

As concessionárias de energia elétrica no Brasil baseiam sua tarifa elétrica nos custos marginais impostos pelos consumidores, conectados na sua rede de distribuição. Os custos são calculados para cada grupo de consumidores, porém o número de agrupamentos é dado apenas por nível de tensão e classe de consumo (faixa de demanda), com a divisão por classe de consumidores comercial, residencial e industrial, apenas para o nível BT.

Estudos realizados mostram que os consumidores que possuem comportamento de carga diferente geram diferentes custos para o sistema, o que sugere a aplicação diferenciada de tarifas. A justiça tarifária é necessária e incentiva o uso racional da energia, uma vez que o consumidor que gera maior custo tenderá a reduzir o consumo ou modificar a seu perfil de carga para reduzir o montante pago pela energia consumida por ele.

O Estudo realizado neste trabalho mostra a necessidade da aplicação de diferentes tarifas de energia elétrica para cada grupo consumidor com base no seu perfil de carga e no nível de tensão em que está conectado, de forma que sejam preservados os princípios da neutralidade que visa garantir próximo da igualdade a relação entre a tarifa paga pelo consumidor e seu custo marginal, da igualdade que prevê a tarifação de forma semelhante para todos os consumidores, e o princípio da eficácia que visa o incentivo ao uso racional de energia.

5.3 Sugestões para Trabalhos Futuros

Baseado no exposto anteriormente recomenda-se os seguintes tópicos para serem desenvolvidos futuramente, em continuação ao presente trabalho:

- Determinação de uma metodologia de determinação de perfil de carga de consumidor baseado em seu perfil de consumo mensal e anual aplicando técnicas de inteligência artificial.
- Caracterização de Carga a partir de uma metodologia híbrida com clusterização e comparação dos Custos Marginais de Capacidade;
- Estudos para a determinação de uma tarifa baseada nos perfis de carga e aplicação de tarifas diferenciadas para cada classe de consumidores
- Análise de uma tarifa de energia elétrica considerando custos marginais e aspectos sociais e ambientais
- Um estudo que verifique o impacto dos subsídios cruzados na elaboração das tarifas de energia, do ponto de vista do consumidor, da concessionária e da sociedade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANDRADE, F.F, CAMARGO, C.B e VALTER, E.M; “Brazilian Electrical Sector’s Tariff Design Outlook in Competitive Framework” apresentado no T&D, São Paulo, Brasil, 2004.
- ANEEL; 2001, Resolução ANEEL nº 594, metodologia de cálculo das tarifas de uso dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Metodologia de cálculo da TUSD.
- ANTUNES, A. U. Análise Crítica e Proposições Metodológicas para Avaliação dos Custos Marginais de Expansão de Redes de Distribuição de Energia Elétrica. São Paulo, 2002. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) Escola Politécnica da Universidade de São Paulo
- ANTUNES, A. U; OLIVEIRA, C. B; Et al. “Calculation of Marginal Costs in Distribution Networks: Present Tendencies and Critical Analysis”, Transmission & Distribution 2002 Latin America 2002, São Paulo, 2002
- BITU R. S.; BORN P. H. Tarifas de Energia Elétrica: Aspectos Conceituais e Metodológicos, São Paulo: MM Editora, 1993.
- BORENSTEIN C. R.; CAMARGO C. C. B. O Setor Elétrico no Brasil. 1 a ed. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1997.
- BRASIL, Ministério das Minas e Energia, DNAEE, Eletrobrás, Empresas Concessionárias de Energia Elétrica; Nova Tarifa de Energia Elétrica: metodologia e aplicação, Brasília: DNAEE, 1985.
- BRASIL. Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934. Decreta o Código de Águas. Diário Oficial da República Federativa do Brasil
- BRASIL. Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968. Estabelece Normas Gerais de Tarificação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica.

Legislação Básica do Setor Elétrico Brasileiro / Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, v.1, pág. 251.

BRASIL. Decreto nº 86.463, de 13 de outubro de 1981. Altera o Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, que regulamenta os serviços de energia elétrica, e o Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968, que estabelece normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, e dá outras providências. Diário Oficial da União. Brasília.

CHANG R. F. ; LU C. N. “Load Profile Assignment of Low Voltage Customers for Retail Market Applications,” IEE Proc-Gener. Trans. Distrib., vol. 150, nº 3, May. 2003.

CHEN, C. S.; HWANG, J. C.; HUANG, C. W. Application of Load Survey Systems to Proper Tariff Design. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, N o 4, p. 1746-1751, Nov. 1997.

DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica: Portaria no 165, de 05 de novembro de 1984. Estabelece as condições a serem observadas para o fornecimento de energia elétrica com tarifas diferenciadas, conforme os períodos do ano e os horários de utilização de energia, segundo a estrutura tarifaria horosazonal. Diário Oficial da União, Brasília, Seção: 1, pág. 16.263 em 06/11/1984.

DOMICIANO, J.A; Um modelo de definição de tarifa de energia elétrica baseada no custo marginal: Estudo de caso na Ceron. Florianópolis, Brasil; Dissertação (Mestrado em Engenharia da Produção) Universidade Federal de Santa Catarina.

F. F. ANDRADE E C. CELSO DE B. CAMARGO, “Formação de Agrupamentos de Consumidores de Energia Elétrica com Base nos Perfis de Carga Individuais,” dissertação de mestrado, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, 2003.

GIL, ANTONIO CARLOS. Como elaborar projetos de pesquisa. 3. ed. São Paulo: Atlas, 1994.

INEE - Proposta para a reforma estrutural dos preços da eletricidade no Brasil de março de 2003

[http://www.inee.org.br/downloads/forum/Proposta%20A %20Reforma%20Estrutura %20Precos%20da%20Eletricidade.pdf](http://www.inee.org.br/downloads/forum/Proposta%20A%20Reforma%20Estrutura%20Precos%20da%20Eletricidade.pdf).; abr. 2006

MME – Ministério de Minas e Energia. Portaria no 046, de 10 de janeiro de 1982. Determina ao Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, a implantação de tarifas de energia elétrica diferenciadas conforme os períodos do ano e os horários de utilização da energia elétrica. Diário Oficial da União, Brasília, Seção: 1, pág. 1.120 em 19/01/1982.

MUNASINGHE, M. “Principles of Modern Electricity Pricing,” Proceedings of the IEEE, vol. 69, nº 3 , Mar. 1981.

OLIVEIRA, C.C.B; KAGAN, N; ARANGO, Et al. Desenvolvimento de metodologia de cálculo dos custos marginais em redes de média e baixa tensão, SENDI 2002

SILVA E. L. Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica. 1 a ed. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 2001.

VELASQUEZ, R. M. G; PESSANHA, J. F. M; Et al. “Sistema Computacional Tardist – Novos Desenvolvimentos,” apresentado no XV Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Salvador, Brasil, 2002.

APÊNDICE A

CURVAS DE CARGA DOS POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO

Hora	Tipologias dos Níveis em pu da média				
	BT	A4	A3a	A3	A2
1	0,7475	0,8403	1,0239	0,8283	0,993
2	0,6885	0,8089	1,0045	0,822	0,9944
3	0,6762	0,8177	0,978	0,8119	0,9886
4	0,667	0,8233	0,9691	0,8095	1,0025
5	0,6471	0,8372	0,9901	0,8032	0,9819
6	0,6602	0,8938	1,0085	0,8433	1,0291
7	0,7041	0,9432	0,9905	0,9034	1,0166
8	0,9297	1,1025	1,0304	1,0085	1,0405
9	0,9792	1,2045	1,074	1,0474	1,0804
10	0,9973	1,2497	1,0674	1,0639	1,0944
11	1,0344	1,2848	1,0756	1,0843	1,123
12	1,0889	1,2546	1,0079	1,0579	1,1194
13	0,7901	1,1401	1,0603	1,0227	1,118
14	0,943	1,2436	1,0537	1,0677	1,1285
15	1,0685	1,2902	1,0816	1,0748	1,0803
16	0,996	1,2549	1,0914	1,0634	1,0674
17	1,053	1,2302	1,0884	1,0708	1,0257
18	1,334	1,0898	1,0406	1,152	0,9732
19	1,7786	0,8021	0,749	1,1902	0,7727
20	1,5869	0,6685	0,748	1,1466	0,7349
21	1,3868	0,6762	0,7654	1,1125	0,6779
22	1,3032	0,7788	1,0228	1,091	0,8587
23	1,0669	0,887	1,0396	1,022	1,0318
24	0,876	0,8779	1,0394	0,9027	1,0672
Consumo (MWh)	5004260	4975689	17341	968742	814901
Demanda Média (MW)	571,26	568	1,97	110,55	93,02
	1,7786	1,2902	1,0914	1,1902	1,1285

Hora	Tipologias das Transformações							
	A4/BT	A3a/A4	A3/A4	A2/A4	A3/A3a	A2/A3a	A2/A3	A1/A2
1	0,6384	0,6384	0,8952	0,8021	0,8952	0,8241	0,8241	0,8623
2	0,5796	0,5796	0,8689	0,7701	0,8689	0,7833	0,7833	0,8171
3	0,555	0,555	0,8539	0,7516	0,8539	0,7703	0,7703	0,7856
4	0,5476	0,5476	0,8504	0,7438	0,8504	0,7616	0,7616	0,7791
5	0,5568	0,5568	0,8532	0,7559	0,8532	0,7602	0,7602	0,7801
6	0,5823	0,5823	0,8645	0,7878	0,8645	0,7737	0,7736	0,8005
7	0,644	0,644	0,8343	0,8026	0,8343	0,7668	0,7667	0,7996
8	0,8025	0,8025	0,8762	0,9142	0,8762	0,8646	0,8646	0,8286
9	0,9578	0,9578	0,9023	0,9784	0,9023	0,9947	0,9947	0,8989
10	0,9939	0,9939	0,922	1,0027	0,922	1,0433	1,0433	0,931
11	1,0273	1,0273	0,9089	1,0309	0,9089	1,0699	1,07	0,959
12	1,0363	1,0363	0,8734	1,0133	0,8734	1,0516	1,0516	0,9415
13	1,001	1,001	0,9225	1,0327	0,9225	1,0497	1,0497	0,9529
14	1,044	1,044	0,96	1,0556	0,96	1,0989	1,0989	1,0066
15	1,0895	1,0895	0,9613	1,0555	0,9613	1,1058	1,1058	1,029
16	1,1217	1,1217	0,9697	1,066	0,9697	1,1001	1,1	1,0489
17	1,2103	1,2103	1,4071	1,0922	0,9852	1,1111	1,1111	1,0489
18	1,426	1,426	1,2908	1,2827	1,2908	1,1328	1,1328	1,1882
19	1,7767	1,7767	0,9852	1,3339	1,4071	1,3163	1,3163	1,4056
20	1,6923	1,6923	1,3433	1,3339	1,3433	1,274	1,274	1,3922
21	1,4665	1,4665	1,2976	1,2131	1,2976	1,2112	1,2112	1,3118
22	1,299	1,299	1,2364	1,1792	1,2364	1,1516	1,1515	1,2673
23	1,0938	1,0938	1,1179	1,0712	1,1179	1,0509	1,0509	1,1662
24	0,8577	0,8577	1,0048	0,9307	1,0048	0,9336	0,9337	0,9992
Energia (MWh)	5004260	638716	5059834	4281398	368704	254550	5987602	11338452
Demanda Média (MW)	571,2625571	72,91279	577,6066	488,7441	42,089498	29,058219	683,51621	1294,344

Tipologias para Clientes de 10 a 50MW							
Hora	Tipologia1	Tipologia2	Tipologia3	Tipologia4	Tipologia5	Tipologia6	Tipologia7
1	0,25	1,05	0,52	0,17	0,215	0,2	0,22
2	0,27	1	0,5	0,14	0,215	0,24	0,22
3	0,25	0,93	0,49	0,14	0,215	0,2	0,205
4	0,245	0,97	0,48	0,14	0,215	0,24	0,2
5	0,35	1	0,49	0,145	0,215	0,185	0,2
6	0,57	1,005	0,59	0,185	0,24	0,235	0,2
7	0,91	1,05	0,65	0,31	0,3	0,75	0,198
8	1,75	1,23	0,98	1,47	0,6	2,2	0,65
9	2,03	1,27	1,29	2,035	1,5	2	1,78
10	2,1	1,23	1,46	2,2	1,85	2,24	1,97
11	2,08	1,265	1,58	2,26	2,005	2,26	2
12	1,95	1,2	1,51	1,86	2,1	1,97	1,9
13	1,6	1,12	1,3	0,99	2,02	0,38	1,02
14	1,95	1,22	1,59	1,9	2,095	1,87	1,8
15	1,93	1,25	1,65	2,2	2,106	2,2	2,085
16	1,9	1,2	1,62	2,185	2,05	2,23	2,07
17	1,67	1,18	1,52	2,17	1,97	2,25	2,1
18	0,7	1,14	1,28	1,57	1,7	1,1	1,98
19	0,245	0,51	1	0,6	0,82	0,3	1,2
20	0,22	0,06	0,82	0,38	0,31	0,2	0,6
21	0,2	0,05	0,72	0,3	0,28	0,17	0,3
22	0,23	0,55	0,65	0,22	0,3	0,18	0,295
23	0,24	1,13	0,6	0,2	0,28	0,185	0,275
24	0,23	1,125	0,6	0,18	0,28	0,2	0,25
Média (MW)	1,157951452	1,7835114	4,47208837	2,27597354	1,1978808	1,42414719	0,971614437

Tipologias para Clientes acima de 500MW					
Hora	Tipologia1	Tipologia2	Tipologia3	Tipologia4	Tipologia5
1	0,92	1,1	1,07	1,04	0,5
2	0,88	1,01	1,05	1,03	0,48
3	0,9	1,02	1,07	1,03	0,5
4	0,92	1,04	1,02	1,01	0,5
5	0,9	1,09	1,04	1	0,56
6	0,92	1,1	1,1	0,99	1,03
7	0,95	1,11	1,15	0,98	1,05
8	1,04	1,2	1,18	1	1,2
9	1,07	1,2	1,2	1,05	1,28
10	1,1	1,21	1,18	1,02	1,29
11	1,11	1,28	1,18	1,05	1,3
12	1,1	1,25	1,22	1,05	1,3
13	1	1,18	1,23	1	1,29
14	1,08	1,19	1,25	1,07	1,28
15	1,12	1,2	1,2	1,08	1,3
16	1,1	1,15	1,23	1,07	1,3
17	1,09	1,17	1,25	1	1,31
18	1,04	1,11	1,25	0,89	1,28
19	0,93	0,5	0,6	0,75	1,14
20	0,95	0,07	0,12	0,7	1,16
21	0,95	0,07	0,11	0,78	1,11
22	0,97	0,47	0,5	0,9	0,91
23	0,99	1,105	1,11	1	0,5
24	0,98	1,1	1,08	1	0,5
Média(MW)	91,29947	11,78058	20,0638	46,754166	14,173507